Énergie NB Power

Groupe Group

L'énergie du Nouveau-Brunswick

Rapport annuel 2007-08

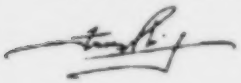
À l'honorable
Jack Keir
Ministre de l'Énergie

Monsieur,

J'aimerais vous présenter le rapport annuel 2007-2008.

Veuillez agréer, Monsieur, l'expression de mes salutations distinguées

Le président du conseil,



Francis McGuire

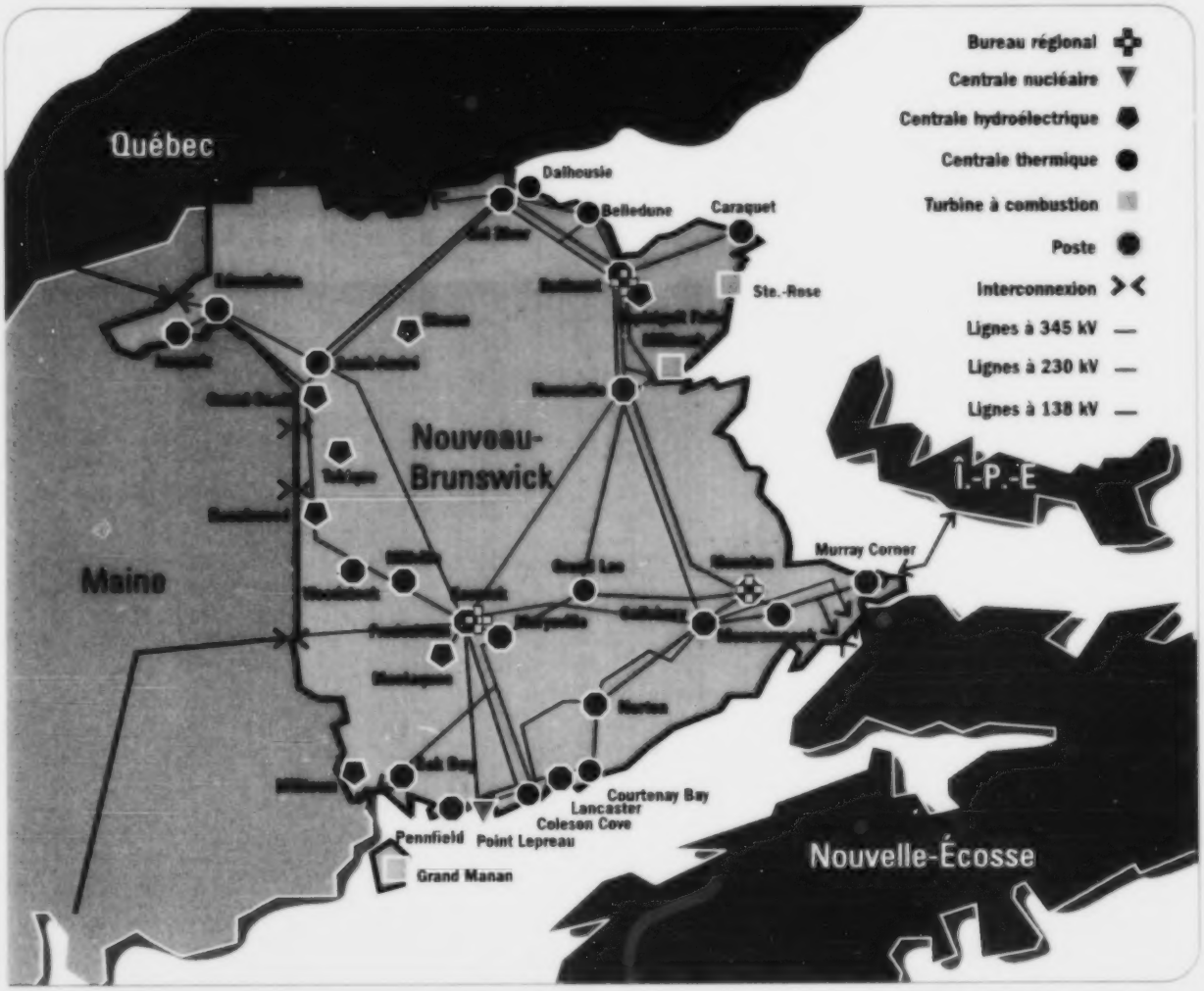
Profil de la compagnie

Le groupe Énergie NB (le groupe) fournit de l'électricité aux Néo-Brunswickois au tarif le plus bas possible, de façon sûre et fiable, tout en respectant l'environnement.
L'électricité est produite à 16 installations et acheminée à travers des fils électriques, des sous-stations et des postes vers plus de 370 000 clients directs et indirects au Nouveau-Brunswick. De plus, le groupe exporte de l'électricité en Nouvelle-Angleterre, au Québec, en Nouvelle-Écosse et sur l'Île-du-Prince-Édouard.

Le groupe consiste en une corporation de portefeuille avec quatre entreprises d'exploitation.

- La Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick (Holding Énergie NB), qui fournit gouvernance, supervision et soutien stratégique aux corporations d'exploitation dans les volets communications, finance, ressources humaines, juridique et de gouvernance. Elle fournit aussi des services partagés sur une base de recouvrement des coûts.
- La Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick (Production Énergie NB), qui est responsable des opérations d'entretien des centrales de production au mazout, hydroélectriques, au charbon et au diesel. Production Énergie NB détient deux filiales à part entière.
  - La Corporation de Coleson Cove Énergie Nouveau-Brunswick (Coleson Cove), qui détient et exploite la centrale électrique de Coleson Cove, laquelle a une capacité de production de 978 mégawatts qui est comprise dans la capacité totale de Production Énergie NB.
  - NB Coal Limited (NB Coal), qui mine du charbon local pour les besoins de la centrale électrique de Grand Lac.
- La Corporation d'énergie nucléaire du Nouveau-Brunswick (Énergie nucléaire NB), responsable de l'exploitation de la centrale nucléaire de Point Lepreau.
- La Corporation de transport Énergie Nouveau-Brunswick (Transport Énergie NB), responsable d'exploiter et d'entretenir le réseau de transport.
- La Corporation de distribution et de service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick (Distribution Énergie NB), responsable d'exploiter et d'entretenir le réseau de distribution. Distribution Énergie NB est le fournisseur de service standard désigné pour la province du Nouveau-Brunswick et doit fournir un service standard aux clients résidentiels, commerciaux, de commerce de gros, et industriels de toute la province.

Marla Adamczyk et son fils Quintin, des clients d'Énergie NB.



Production Energie NB	
Capacité de production	
Thermique	
Belledune	458 MW
Coleson Cove	978 MW
Courtenay Bay	110 MW
Dalhousie	300 MW
Grand Lake	57 MW
Total - Thermique	**1.903 MW**
Turbines à combustion	
Grand Manan	27 MW
Millbank	399 MW
Ste.-Rose	100 MW
Total - Turbines à combustion	**526 MW**
Hydroélectrique	
Beechwood	113 MW
Grand Falls	66 MW
Mactaquac	672 MW
Milltown	4 MW
Sisson	9 MW
Tobique	20 MW
Nepisiguit Falls	11 MW
Total - Hydroélectrique	**895 MW**

Énergie nucléaire NB	
Capacité de production nucléaire	
Point Lepreau	635 MW

Total - Capacité de production	
Production classique	3.324 MW
Nucléaire	635 MW
Total	**3.959 MW**

Transport Energie NB	
Nombre de km de lignes de transport	6.801
Capacité d'exportation	2.677 MW
Capacité d'importation	1.980 MW

Distribution Energie NB	
Nombre de clients directs	335.513
Nombre de clients indirects	41.451

Belledune	458 MW
Coleson Cove	978 MW
Courtenay Bay	110 MW
Dalhousie	300 MW
Grand Lake	57 MW
Total - Thermique	**1.903 MW**

Grand Manan	27 MW
Millbank	399 MW
Ste.-Rose	100 MW
Total - Turbines à combustion	**526 MW**

Beechwood	113 MW
Grand Falls	66 MW
Mactaquac	672 MW
Milltown	4 MW
Sisson	9 MW
Tobique	20 MW
Nepisiguit Falls	11 MW
Total - Hydroélectrique	**895 MW**

Point Lepreau	635 MW

Production classique	3.324 MW
Nucléaire	635 MW
Total	**3.959 MW**

Nombre de km de lignes de transport	6.801
Capacité d'exportation	2.677 MW
Capacité d'importation	1.980 MW

Nombre de clients directs	335.513
Nombre de clients indirects	41.451

Rapport annuel

2007-08

Message du président du conseil 5

Message du président-directeur général 6

L'énergie du Nouveau-Brunswick 8

Faits saillants des entreprises d'exploitation 16

Évaluation financière 18
- Discussion et analyse de la direction 18
- Rapports des vérificateurs et de la direction 36
- États financiers combinés 37
- Notes des états financiers combinés 42

Survol des statistiques 60

Conseils d'administration 65

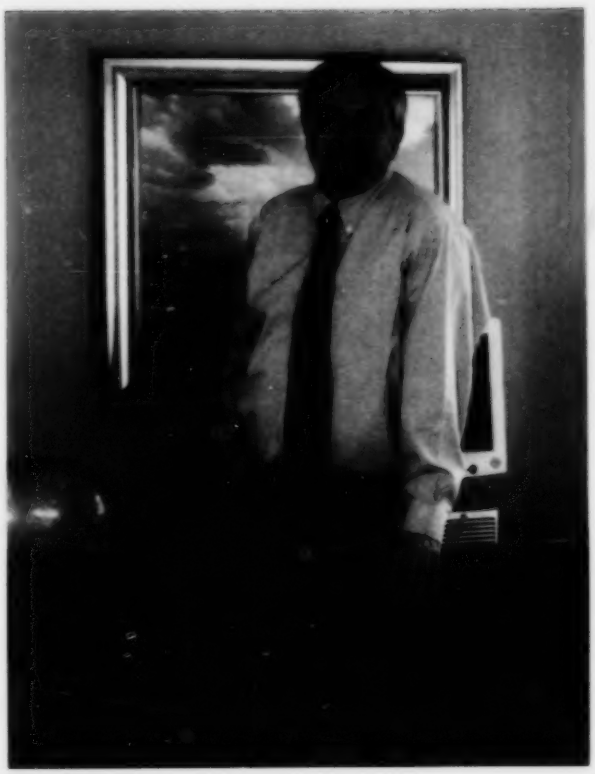
Cadres supérieurs 66

Gouvernance 66

Glossaire 67

Message du président du conseil

La raison d'être d'Énergie NB est de fournir l'électricité dont les Nouveau-Brunswickois ont besoin, aujourd'hui et pour le futur. Le Conseil d'administration est chargé de superviser et de gouverner la corporation afin d'obtenir les meilleurs résultats pour les habitants de la province. Plus que jamais, dans l'économie changeante qu'on connaît aujourd'hui, il faut chercher la stabilité; la stabilité de coûts nécessaire aux familles et aux entreprises pour qu'elles puissent planifier et prospérer.



Cette année, une des priorités des administrateurs et de mes deux prédécesseurs au poste de président du conseil fut de renforcer la base de gouvernance solide d'Énergie NB. Le mandat de trois ans de Derek Burney s'est terminé le 30 juin 2007, et Norman M. Betts fut le président par intérim jusqu'à ma nomination le 6 septembre 2007. Je tiens à les remercier tous deux pour leur travail. Je veux aussi remercier Lise Bastarache, qui a terminé son mandat d'administratrice le 30 octobre 2007, et je souhaite la bienvenue à Éloi Duguay qui s'est joint au conseil d'administration le 25 octobre 2007.

Au fil de l'année, le conseil a continué à évaluer la performance d'Énergie NB, à planifier pour le futur et à guider les employés à travers les comités de vérification, de santé et sécurité, de ressources humaines et de gouvernance, et de surveillance nucléaire. Nous sommes persuadés que les Nouveaux-Brunswickois peuvent être fiers des accomplissements de la corporation, qui comprennent une fiabilité hors paire, le règlement de la poursuite sur l'Orimulsion et sa reconnaissance comme l'un des 100 meilleurs employeurs au Canada. De plus, l'année qui se termine a vu la mise en marche par la corporation de la remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau, la première remise à neuf d'un réacteur CANDU 6 au monde. La supervision de cette remise à neuf sera une des priorités du conseil pour l'année à venir.

Peu après la fin de l'année, le conseil a établi un ensemble d'indicateurs de performance qui aideront à identifier les défis du secteur de l'énergie et à améliorer la visibilité de la corporation et son obligation de rendre des comptes. Ces indicateurs donnent à Énergie NB des objectifs clairs et une façon de mesurer la performance de la corporation et de ses dirigeants.

Certes, nous faisons face à une crise économique de taille, mais nous avons confiance en notre gouvernance, notre administration prudente et nos employés dévoués, qui permettront à Énergie NB de bien soutenir le développement et le bien-être de tous les Néo-Brunswickois.

Le président du conseil,

Francis McGuire

Message du président-directeur général

L'année qui prend fin fut remplie de succès pour Énergie NB, mais aussi de défis qui continuent.

La poursuite d'Orimulsion fut réglée, la seconde ligne d'électricité internationale a été mise en service à temps et sans dépasser le budget et la remise à neuf de Point Lepreau a débuté. Nous avons ajouté à nos sources d'énergie renouvelable en faisant l'acquisition de la centrale électrique de Nepisiguit Falls et avec des contrats additionnels de production éolienne. Nous avons connu le plus faible taux d'accidents entraînant une perte de travail, soit un seul, ce qui constitue une réussite éclatante autant pour nos employés des secteurs industriels que bureaucratique. Et nous avons été nommés l'un des 100 meilleurs employeurs au Canada.

Par contre, cette année, le prix d'achat de combustibles et d'énergie a été plus élevé, les ventes d'électricité dans la province ont diminué à cause des fermetures d'usines dans le domaine des pâtes et papiers, et les ventes d'exportation ont aussi diminué.

Nous avons gardé l'emphase sur l'excellence d'exploitation et sur une stratégie de tarifs appropriée pour conserver notre stabilité financière et pour réaliser notre ambition de figurer parmi les services publics les mieux gérés, pour contribuer au dynamisme du Nouveau-Brunswick.

Résultats financiers

Le groupe d'entreprises Énergie NB a enregistré un bénéfice net de 89 millions de dollars et 2007-2008, comparé au 21 millions de dollars l'année précédente. Deux facteurs importants, extérieurs à l'exploitation ordinaire, ont contribué à ce résultat.

- Le règlement de la poursuite avec PDVSA, qui a rapporté 29 millions de dollars.
- Un gain comptable de 30 millions de dollars sur la re-désignation de contrats d'achat à terme sur le mazout lourd pour 2008-2009.

L'augmentation des revenus à l'intérieur de la province de 78 millions de dollars en raison de l'application d'une augmentation moyenne approuvée des tarifs de 5,9 % sur tous les groupes de clientèle a été mitigée par :

- Des coûts d'achat de combustibles et d'énergie plus élevés.
- Une diminution de l'hydraulicité.
- Une faible production nucléaire.
- Une demande plus basse à l'intérieur de la province à cause des fermetures de plusieurs clients industriels majeurs.
- Une baisse des ventes d'exportation parce que le coût marginal de production n'était pas toujours compétitif dans le marché d'exportation.

Les achats de combustibles et d'énergie ont totalisé 585 millions de dollars en 2007-2008, une augmentation de 25 millions de dollars depuis l'an dernier, surtout due à l'augmentation du prix des combustibles, la baisse de disponibilité d'énergie hydroélectrique et de la production nucléaire.

Nous avons mis en place plusieurs mesures pour faire face aux défis de la montée des prix de combustibles fossiles. Énergie NB a la bonne fortune de pouvoir compter sur un parc de production diversifié, usant de production thermique, nucléaire et hydroélectrique, ainsi qu'une variété de fournisseurs de combustibles. Nous faisons usage de cette diversité à notre avantage en distribuant notre production selon les coûts, du plus bas au plus élevé. Pour gérer les hausses de combustibles fossiles, nous achetons de l'énergie à tarif favorable lorsqu'elle est disponible, pour mitiger les coûts de production plus élevés. Le service de commercialisation de l'énergie, implanté il y a deux ans, s'occupe de cette gestion. Nous procédons aussi à des achats à terme de combustibles et de devises pour soutenir la stabilité des tarifs. Le but de ces mesures est d'aider les Néo-Brunswickois en gardant nos tarifs au plus bas.

Faits marquants de l'exploitation

Cette année, nous avons réussi un bon nombre d'avancements pour l'exploitation qui porteront leurs fruits dans les années à venir.

L'aboutissement du projet de ligne d'électricité internationale en décembre 2007 nous fournit un deuxième lien avec la Nouvelle-Angleterre. Construite en collaboration avec Bangor Hydro, cette ligne de transport de 345 kV améliore la fiabilité et l'efficacité et rend possible plus de développement de marché. Ce deuxième lien assure la disponibilité d'une ligne auxiliaire en cas de besoin. De plus, la ligne est actuellement louée par Hydro-Québec, ce qui signifie que notre hypothèque est payée et que nous pouvons tout de même profiter de notre seconde ligne.

La centrale de Point Lepreau est devenue le premier réacteur CANDU 6 à atteindre la fin de sa vie et le premier à être remis à neuf. Cette année, les préparations pour l'arrêt de remise à neuf, qui doit durer 18 mois, se sont poursuivies, jusqu'à son début le 28 mars 2008. La remise à neuf permettra d'étendre la durée de vie de la centrale de 25 à 30 ans, et nous dotera d'une source d'énergie qui n'a aucune émission et qui n'est pas sujette à la volatilité des combustibles à base de carbone.

Nous avons accéléré nos efforts pour atteindre les 10 % de production par éoliennes en 2010 plutôt qu'en 2016. Pendant l'année, nous avons signé des contrats pour 213 MW de production éolienne dans la province, ce qui porte le total d'éolienne projeté pour 2009 à 309 MW. Nous avons acheté la centrale hydroélectrique de Nepisiguit Falls de la Smurfit-Stone Container Corporation, ajoutant ainsi 11 MW d'énergie hydroélectrique à notre réseau et portant notre total de centrales hydroélectriques à sept. Nous sommes toujours à l'affût de nouvelles sources d'énergie renouvelable.

Nous continuons aussi d'examiner les sources de combustibles de remplacement. Nous avons entrepris un projet-pilote pour déterminer faisabilité de brûler du coke de pétrole et du mazout lourd à la centrale de Coleson Cove, débutant en mars 2008. Nous croyons que ce test démontrera que cette technologie pourrait réduire nos coûts de 20 à 30 % dans cette tranche. En plus de ces activités, nous continuons de travailler à réduire nos émissions de CO_2. L'un des moyens mis

en œuvre est la remise à neuf de Point Lepreau. Une fois remise en marche, la centrale nous permettra d'éviter deux millions de tonnes de CO2 par année. Nous continuons de chercher d'autres sources d'énergie renouvelable.

Nos employés ont une nouvelle fois montré le dévouement qui est la clé de notre engagement. Leur travail acharné est démontré par tous nos résultats, entre autres, nous avons atteint nos objectifs de fiabilité, le travail de pré-remise à neuf a été terminé à temps et sans dépasser le budget, et la ligne de transport internationale a été prête presque un mois plus tôt que prévu. En raison de leur soutien de notre culture de sécurité, nous n'avons connu qu'un seul accident entraînant une perte de travail en 2007-2008, un record! Notre bonne relation avec nos employés et notre syndicat, la Fraternité internationale des ouvriers en électricité, section locale 37, se reflète dans la négociation de nouvelles conventions collectives de cinq ans et dans notre nomination comme l'un des 100 meilleurs employeurs au Canada.

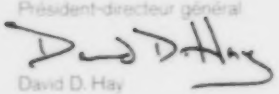
Aller de l'avant

Pendant 2008-2009 et jusqu'en 2009-2010, nous procéderons à la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. Nous nous concentrerons à exécuter ce projet dans les délais et sans dépasser le budget. Pendant l'arrêt de remise à neuf, nous nous assurerons aussi d'avoir d'électricité fiable pour tous les habitants du Nouveau-Brunswick.

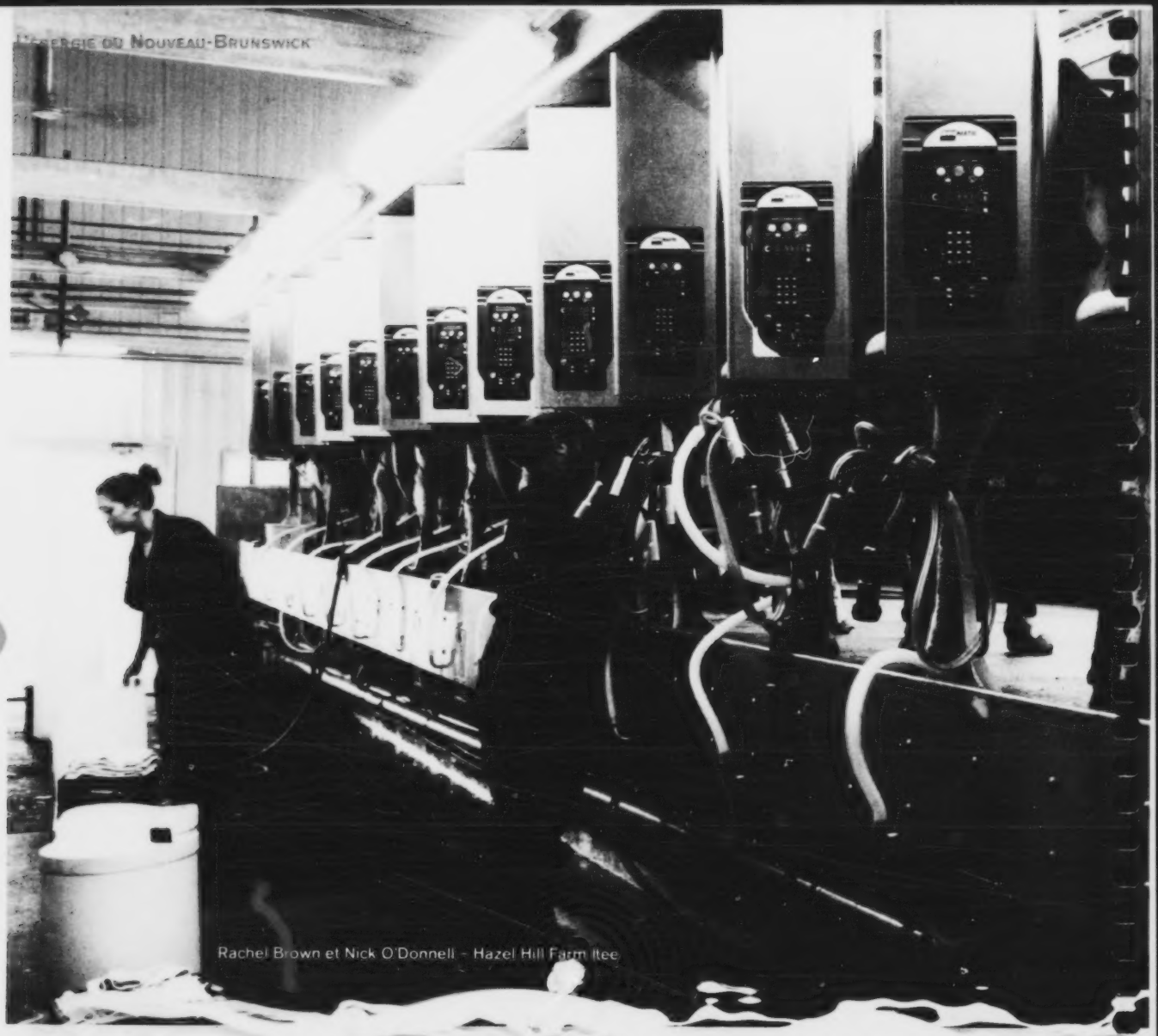
Nous prendrons les mesures nécessaires pour contrer les prix de combustibles en achetant de l'énergie lorsque ceci est plus avantageux que la production interne. Nous continuerons de vérifier la faisabilité des combustibles de remplacement pour diminuer nos coûts d'exploitation. Nous continuerons aussi de profiter des occasions d'acquérir de l'énergie renouvelable. Dans tous les aspects de l'exploitation, nous visons l'amélioration continuelle.

Nous sommes engagés à fournir aux habitants du Nouveau-Brunswick de l'énergie fiable et sécuritaire.

Président-directeur général



David D. Hay



Rachel Brown et Nick O'Donnell - Hazel Hill Farm ltee

Le travail de fermier demande un dévouement constant. Et des fermiers comme la famille Robinson de Hazel Hill Farms ltée ont besoin d'électricité qui soit tout aussi fiable.

Les employés d'Énergie NB travaillent sans relâche pour fournir l'énergie qui anime nos vies, que ce soit pour garder le lait du petit-déjeuner au frais, vous raser le matin, donner une présentation à des clients potentiels, préparer le dîner ou aider vos enfants avec leurs devoirs. L'électricité est au coeur de toutes nos actions.

Nous dépendons tous de l'électricité, matin, midi et soir, qu'on soit à la maison, au travail, à l'école, ou pendant nos loisirs. Chez Énergie NB, nous nous concentrons à vous fournir le confort de la fiabilité, pour que personne n'ait à se demander si la lumière s'allumera lorsque l'interrupteur est relevé.

Grâce à des améliorations à l'entretien et au capital, Énergie NB continue d'atteindre ses objectifs de fiabilité en distribution. Même quand la météo est difficile, le processus d'intervention en cas d'orage de la corporation nous permet d'assurer un maximum d'efficacité et de sécurité.

L'énergie des néo-brunswickois

Les Néo-Brunswickois tirent les bénéfices d'un approvisionnement diversifié de combustibles (thermiques, nucléaire, hydroélectrique), un réseau de transport robuste et de l'engagement à la sécurité d'Énergie NB.

Pour s'assurer de la disponibilité de l'approvisionnement en énergie dont nous aurons besoin, la corporation regarde vers l'avant. Ainsi, nous avons accompli plusieurs choses :

- La seconde ligne d'électricité internationale fut complétée en décembre 2007, reliant le Nouveau-Brunswick à la Nouvelle-Angleterre.
- Nous avons entrepris, en collaboration avec Énergie atomique du Canada limitée, la remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau.
- Nous avons accéléré l'acquisition d'énergie éolienne.

L'énergie des collectivités

David D. Hay et les enfants de l'école intermédiaire Sussex

Les collectivités du Nouveau-Brunswick. Nous y vivons, et notre futur y vit aussi. Nos collectivités nous soutiennent toutes. En retour, elles ont besoin du travail de tous pour les renforcer.

Énergie NB prend un rôle actif dans nos collectivités.

C'est tout à fait ce que nous faisons au Centre canadien pour la recherche sur l'énergie nucléaire, un organisme sans but lucratif pour la recherche et la surveillance de la corrosion, situé à l'Université du Nouveau-Brunswick. À l'aide de nos partenariats avec l'Université de Moncton et le Renaissance College, l'organisme aide à assurer que nous ayons les compétences nécessaires pour l'avenir.

Le premier concours annuel du Jour de la Terre Énergie NB a permis aux jeunes esprits de se mesurer au défi de la conservation d'énergie. Le programme de Shad Valley, à l'Université du Nouveau-Brunswick, fièrement parrainé par Énergie NB, a aidé les jeunes à reconnaître, utiliser et renforcer leurs talents, et le lancement du programme Familles et collectivités

Photo donnee par le New Brunswick Telegraph Journal

pour l'enrichissement des écoles (FCEE), un partenariat que les familles, les entreprises et les services publics ont établi avec les écoles, offre un soutien bénévole et financier à nos écoles.

Énergie NB reste en contact à travers ses comités de relations communautaires pour la centrale de Point Lepreau, Coleson Cove et la ligne électrique internationale. Cette année, la corporation a mis sur pieds des comités pour la centrale de Dalhousie et celle de Belledune.

Dans toute la province, Énergie NB favorise la sécurité par des présentations en personne et une campagne à la télévision. Elle s'est alliée à Échec au crime et a implanté de nouvelles technologies pour éviter les vols de cuivre. De plus, la corporation et plusieurs de ses employés participent fièrement à des œuvres de charité telles que Centraide, la Course à la vie de CIBC et plus encore.

L'énergie propulse notre économie. Et la production d'énergie accélère le développement économique de toute la province.

Les Néo-Brunswickois sont à l'honneur dans les activités et les projets majeurs d'Énergie NB. Par exemple, la collaboration avec le marché des ouvriers en construction de la province fut intégrale à la construction de la seconde ligne électrique internationale, un lien énergétique vital entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre. La même collaboration existe dans la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau, le premier réacteur CANDU 6 à atteindre la fin de son cycle de vie avec succès. La remise à neuf allongera la vie de la centrale de 25 à 30 ans. Du même coup, le projet revitalise l'expertise nucléaire du Nouveau-Brunswick.

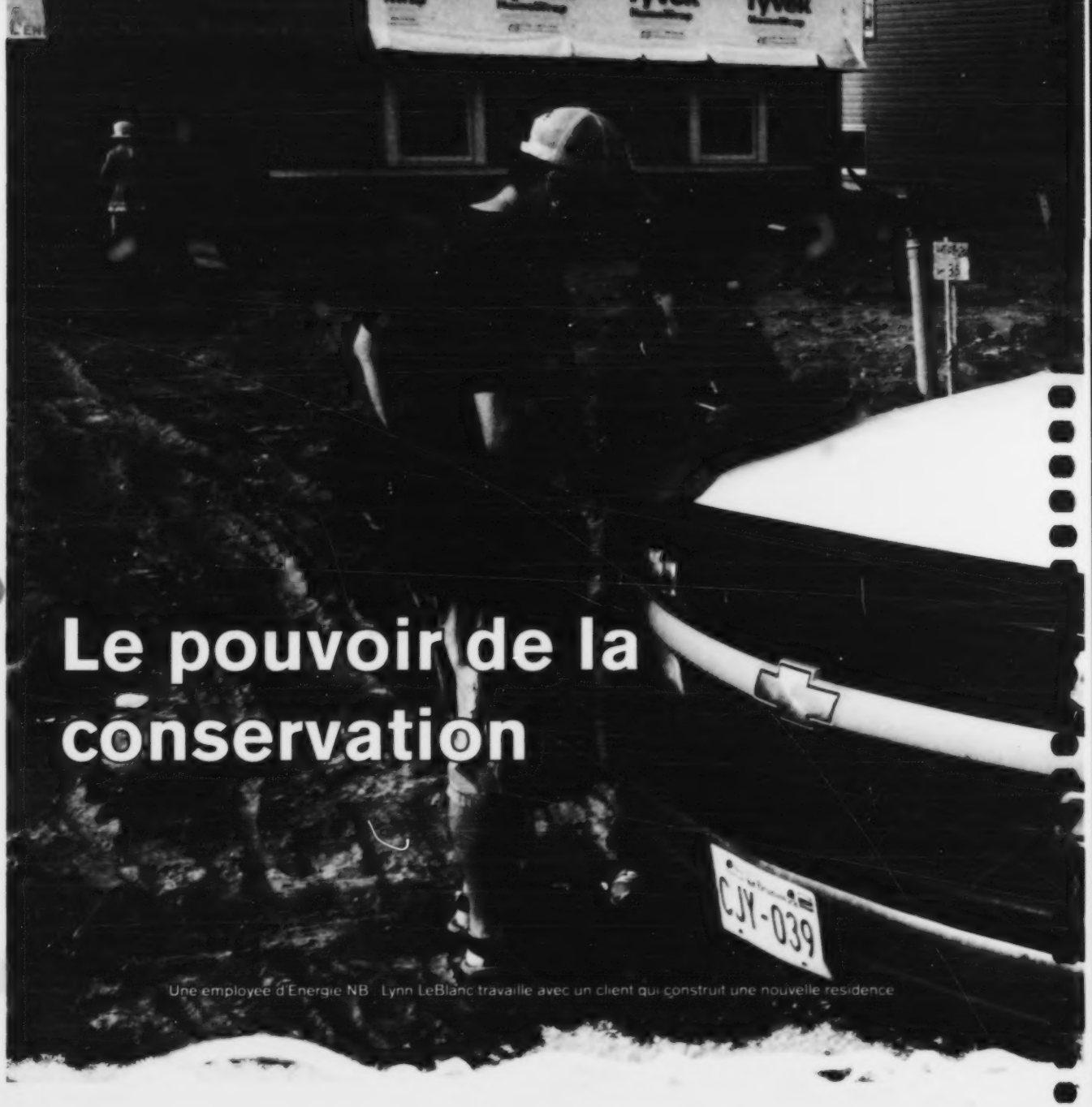
De la même façon, de nouveaux projets en énergie renouvelable et en combustibles de remplacement créent des emplois et stimulent l'économie, en plus de créer des occasions pour le futur. Énergie NB accélère son acquisition d'énergie éolienne,

L'énergie du développement économique

explore d'autres sources d'énergie renouvelable, telles que la biomasse, les gaz des sites d'enfouissement, les petits barrages hydroélectriques, l'énergie solaire, l'énergie marémotrice, et teste la faisabilité d'utiliser un mélange de coke de pétrole et de mazout lourd pour la centrale de Coleson Cove. Ainsi, quand vous pensez au projet de parc éolien de Kent Hills, par exemple, vous verrez le talent néo-brunswickois en action.

C'est aussi ce que vous pourrez constater du côté de notre exploitation actuelle. Les entreprises néo-brunswickoises qui travaillent avec Énergie NB sont des gens du coin : des entreprises comme Marwood ltée, un fournisseur de poteaux basé à Traceyville, et Moloney Electric inc., de Sackville, qui fournit des transformateurs.

Le pouvoir de la conservation

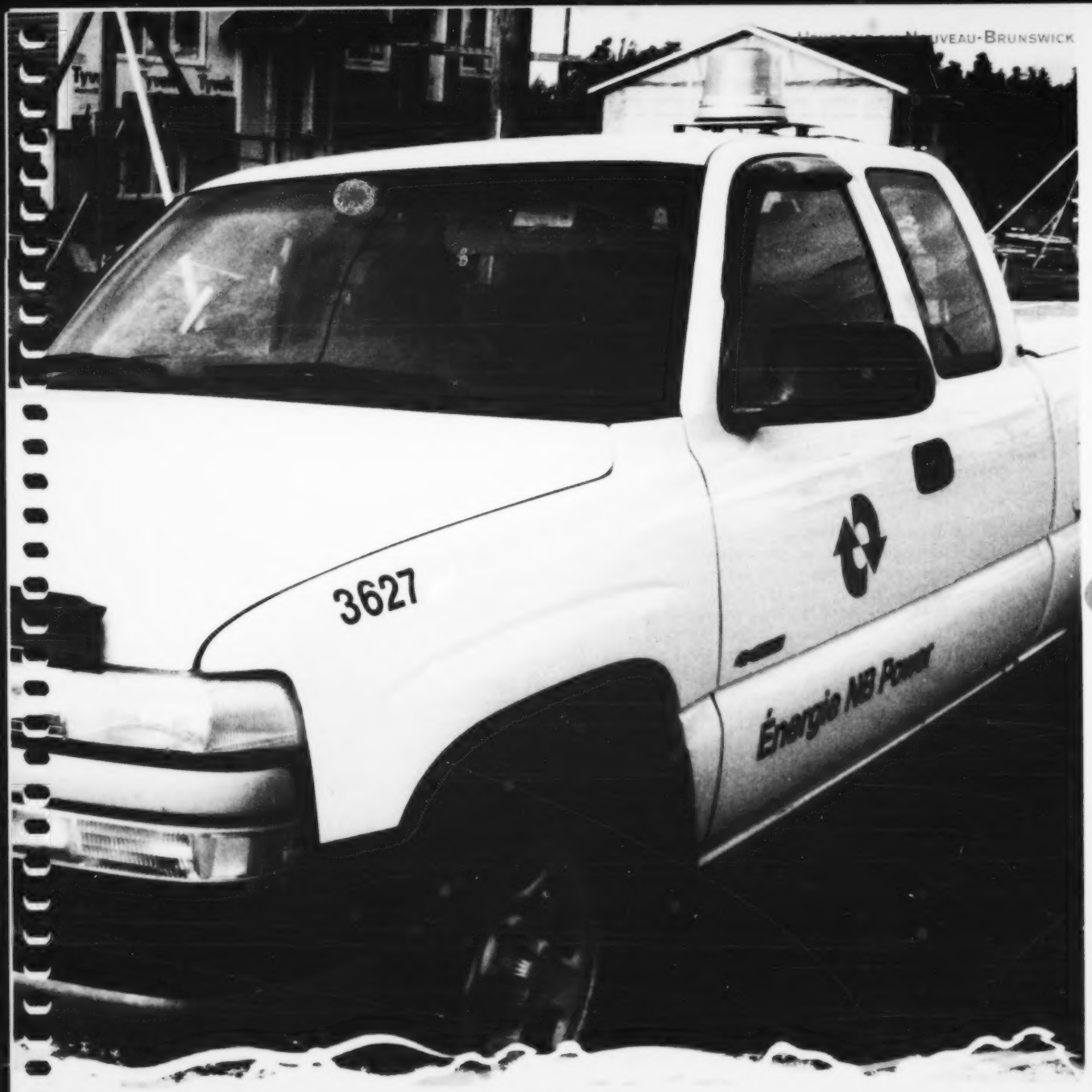


Une employée d'Energie NB Lynn LeBlanc travaille avec un client qui construit une nouvelle résidence

Les gens du Nouveau-Brunswick ont toujours été allergiques au gaspillage, mais les défis d'aujourd'hui ont donné une nouvelle vigueur à leur réflexe d'économie.

Les Néo-Brunswickois relèvent le défi de la conservation, et chez Énergie NB nous avons une gamme de mesures pour soutenir leurs efforts et profiter de nos sources d'énergie renouvelable.

Nous élargissons notre politique de mesurage net, qui offre à nos clients l'option de connecter leur tranche de production d'énergie écologique au réseau de distribution d'Énergie NB. Nous collaborons avec Efficacité NB dans des initiatives et des approches communautaires. Nous travaillons avec les écoles à travers des programmes de partenariat pour enseigner aux enfants la sécurité et la conservation de l'énergie. Nous participons à des démonstrations de conservation dans des salons



de l'habitation et nous travaillons aussi avec l'association des constructeurs de résidences. Nous effectuons des révisions énergétiques avec nos clients pour les aider à comprendre où l'énergie est consommée et comment améliorer l'efficacité.

Dans la même foulée, nous nous efforçons d'opérer en respectant l'environnement. Ces efforts vont de la protection des nids de balbuzards pêcheurs à l'installation d'équipement de désulfuration des gaz de combustion, comme à la centrale de Coleson Cove, où les émissions de SO2 ont été réduites de 77 % par cet équipement.

Énergie NB Power

Production Generation

Production Énergie NB exploite et entretient l'un des parcs les plus diversifiés d'Amérique du Nord, qui consiste en 15 centrales dont des barrages hydroélectriques, des centrales thermiques au charbon, au mazout, et au diesel, d'une puissance nette installée de 3 324 MW. Production Énergie NB fournit environ 75 % de la charge provinciale en vendant l'énergie à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Elle exporte aussi de l'énergie vers les marchés de la Nouvelle-Angleterre, du Québec, de l'Île-du-Prince-Édouard et de la Nouvelle-Écosse. Production Énergie NB possède des biens immobilisés corporels d'une valeur comptable nette de 1 884 millions de dollars.

Réussites importantes de 2007-2008

- Début des essais d'un mélange de coke de pétrole et de mazout lourd comme combustible de remplacement à la centrale de Coleson Cove.
- Acquisition d'une bonne quantité de capacité et d'énergie pour la période d'arrêt de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau.
- Achat d'énergie produite au gaz à moindre coût pour remplacer la production interne au mazout, plus dispendieuse.
- Disponibilité équivalente thermique de 80,5 % atteinte.

Projets pour 2008-2009

- Fournir une production suffisante pendant l'arrêt de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau.
- Atténuer les coûts de combustible en achetant de l'énergie lorsqu'elle est moins coûteuse que la production interne.
- Terminer l'évaluation d'impact environnemental de la centrale de Coleson Cove.
- Déterminer la faisabilité de l'utilisation d'un combustible de remplacement à la centrale de Dalhousie.
- Surveiller les nouvelles réglementations environnementales et s'y adapter.

Énergie NB Power

Nucléaire Nuclear

Énergie nucléaire NB exploite et entretient un réacteur CANDU 6 de 365 MW à la centrale de Point Lepreau. La centrale fournit environ 25 % de l'énergie nécessaire au Nouveau-Brunswick. Elle vend aussi 5 % de sa production à Maritime Electrique Company ltée. Énergie Nucléaire NB possède des biens immobilisés corporels d'une valeur comptable nette de 821 millions de dollars.

Réussites importantes de 2007-2008

- Exploité le premier réacteur CANDU 6 à atteindre la fin de ses 25 années de service.
- Exploité pendant 112 jours consécutifs avant l'arrêt de remise à neuf.
- Complété avec succès l'arrêt d'entretien au printemps 2007 plus tôt que prévu et à moindre coût.
- Complété les travaux pré-arrêt de remise à neuf à temps et sans dépasser le budget.
- Atteint les 1,9 millions d'heures de travail sans accident entraînant une perte de travail entre janvier 2007 et mars 2008.
- Atteint un facteur de capacité net de 72,8 %.

Projets pour 2008-2009

- Exécuter la remise à neuf dans les délais et sans dépasser le budget.
- Offrir une performance de classe internationale en adoptant des normes d'excellence dans tous les domaines et en établissant une culture d'apprentissage et de croissance constante.

Énergie NB Power

Transport Transmission

Transport Énergie NB exploite et entretient 46 postes et postes de sectionnement qui sont interconnectés par plus de 6801 km de fils de transport dont la tension varie de 69 kV à 345 kV. Le réseau est interconnecté avec ceux du Québec, du Maine, de la Nouvelle-Écosse et de l'Île-du-Prince-Édouard. Elle possède une capacité d'exportation de 2 677 MW et une capacité d'importation de 1 980 MW. Transport Énergie NB possède des biens immobilisés corporels d'une valeur comptable nette de 375 millions de dollars.

Réussites importantes de 2007-2008

- Terminé et mis sous tension la seconde ligne électrique internationale, près d'un mois plus tôt que prévu.
- Effectué des travaux d'entretien préventif en prévision de l'arrêt de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau.
- Amélioré la fiabilité du réseau de transport.
- Débuté un projet de plusieurs années pour améliorer les processus de gestion du travail et de l'entretien.
- Lancé des initiatives pour analyser les impacts par la foudre et concevoir des solutions pour les atténuer.
- Aucun accident entraînant une perte de travail.
- Négocié avec succès une convention collective de cinq ans.

Projets pour 2008-2009

- Respecter l'horaire de construction des projets d'aménagement de l'énergie éolienne.
- Assurer la performance optimale du réseau pendant l'arrêt de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau.
- Se concentrer sur l'amélioration des processus à travers le projet de gestion des équipes de travail mobile et les travaux d'entretien et de gestion de la végétation.

Énergie NB Power

Distribution Énergie NB est le fournisseur de service standard, responsable d'acquérir la capacité et l'énergie nécessaires pour répondre à la demande au Nouveau-Brunswick. Distribution Énergie NB fournit de l'énergie sécuritaire, fiable et à prix raisonnable à 335 513 clients directs et 41 451 clients indirects à travers ses 20 284 km de lignes de transport et ses sous-stations. Elle fournit aussi des services à la clientèle importants dans des bureaux régionaux, ses centres d'interaction avec le client, ses responsables de comptes et ses conseillers en énergie. Distribution Énergie NB possède des biens immobilisés corporels d'une valeur comptable nette de 526 millions de dollars.

Réussites importantes de 2007-2008

- Accéléré les efforts pour atteindre 10 % de production éolienne en 2010 au lieu de 2016.
- Signé des contrats pour 213 MW de production éolienne dans la province, portant ainsi le total projeté pour 2009 à 309 MW.
- Reçu des décisions favorables concernant les tarifs de la part de la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESP) en février 2008.
- Agrandi l'tranche mobile de relevé des compteurs à Moncton.
- Rapporté un accident entraînant une perte de travail.
- Atteint les objectifs de fiabilité pour la seconde année d'affilée.
- Débuté deux projets de plusieurs années pour améliorer les processus de gestion du travail et de l'entretien ainsi que l'interface du client.
- Négocié avec succès un accord collectif de cinq ans.

Projets pour 2008-2009

- Ensure that wind contracts are operational on schedule
- Participate in rate review process
- Complete implementation of a fully integrated work management system and implement improvements in regard to the customer interface through the Internet and telephone Interactive Voice Response (IVR).

Rendement financier

2007/08

Discussion et analyse de gestion 18

Rapport de la direction et rapport des vérificateurs 30

États financiers combinés 31

Notes complémentaires aux états financiers combinés 35

Aperçu statistique 52

La discussion et analyse de gestion passe en revue les résultats financiers de l'exploitation pour l'exercice prenant fin le 31 mars 2008, comparativement à l'exercice précédent. Il faut lire cette section de pair avec les états financiers combinés et les notes complémentaires.

Les états financiers combinés comprennent les comptes de la Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick (Holding Énergie NB) et ceux de ses entreprises d'exploitation :

- la Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick («Production Énergie NB»)*
- la Corporation d'Énergie nucléaire Nouveau-Brunswick («Énergie nucléaire NB»)
- la Corporation de transport Énergie Nouveau-Brunswick («Transport Énergie NB»)
- la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick («Distribution Énergie NB«)

* comprend la Corporation de Coleson Cove Énergie Nouveau-Brunswick («Coleson Cove») et NB Coal Limited («NB Coal»), toutes les deux des filiales de Production Énergie NB

Collectivement, on les désigne sous l'appellation groupe d'entreprises Énergie NB, le groupe ou la Corporation.

L'ENTREPRISE

Le groupe d'entreprises Énergie NB fournit à la population du Nouveau-Brunswick de l'électricité au plus bas coût possible, de manière sûre et fiable et dans le respect de l'environnement. L'électricité est produite à 16 installations et est acheminée par des lignes électriques, des sous-stations et des postes à plus de 370 000 clients directs et indirects à l'intérieur du Nouveau-Brunswick. De plus, le groupe exporte de l'électricité en Nouvelle-Angleterre, au Québec, en Nouvelle-Écosse et à l'Île-du-Prince-Édouard.

Sécurité

Le groupe d'entreprises Énergie NB conserve un excellent dossier en matière de sécurité et poursuit ses efforts pour fournir un rendement de premier rang parmi les entreprises de service public en électricité comparables au Canada. Le groupe encourage également la sécurité auprès des clients et des entrepreneurs par l'entremise de campagnes publiques de sensibilisation.

Fiabilité

Grâce à l'entretien préventif et aux investissements dans les immobilisations, le groupe d'entreprises Énergie NB veille au maintien d'un réseau de transport et de distribution qui fournit en toute sécurité et fiabilité de l'électricité aux gens du Nouveau-Brunswick. Le groupe assure aussi le maintien d'un parc de production fiable grâce à des investissements dans l'entretien de ses centrales et la remise à neuf de Point Lepreau. Le groupe d'entreprises Énergie NB surveille de près les difficultés liées à l'entretien de son réseau de production, de transport et de distribution, et il s'en occupe.

Environnement

Le groupe d'entreprises Énergie NB exploite son réseau dans le respect de l'environnement. Il emploie des dispositifs de contrôle de la pollution, détourne les sous-produits de production des sites d'enfouissement sanitaire et gère des systèmes de gestion de l'environnement. Il profite des ressources d'énergie renouvelables et explore les efficacités possibles.

Le groupe est membre de l'Association canadienne de l'électricité et à ce titre, est une société participante du Programme d'engagement et de responsabilité envers l'environnement. Par le biais de cette initiative parrainée par l'ensemble du secteur, le groupe fait rapport sur des mesures et des indicateurs précis afin d'évaluer son rendement environnemental. Afin de respecter l'esprit du programme, le groupe vise à accroître l'efficacité dans son utilisation des ressources, à réduire les impacts environnementaux néfastes de son exploitation, à rendre compte de ses activités à ses commettants, et à faire en sorte que ses employés comprennent les conséquences environnementales de leurs actes et possèdent les connaissances et compétences requises pour prendre les bonnes décisions.

Énergie NB publie un Rapport du rendement environnemental annuel, affiché au site Web: www.energienb.com.

Vision

Le groupe d'Énergie NB s'efforce d'atteindre un niveau d'excellence qui le classera parmi les services publics les mieux administrés et qui contribuera au dynamisme du Nouveau-Brunswick.

VIABILITE FINANCIERE

Le gouvernement a demandé au groupe d'entreprises Énergie NB de viser la rentabilité de ses activités. La Corporation continue à miser sur deux principales initiatives pour lui permettre d'atteindre la viabilité financière.

Excellence en affaires

Le groupe Énergie NB intègre la gestion des risques, le tableau de bord prospectif et les processus de planification commerciale et de budgétisation pour accroître l'efficacité et améliorer les pratiques de gestion.

Énergie NB continuera à axer ses efforts sur l'amélioration continue pour atteindre l'excellence en affaires.

Tarifs

Une bonne partie de la capacité de production d'Énergie NB vient du mazout, du charbon et du gaz naturel. À cause de l'augmentation continuelle du prix des combustibles fossiles pendant la période, Énergie NB a soumis une demande tarifaire à la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESP) en avril 2007 visant une augmentation moyenne de 9,4 %. À la suite du règlement de la poursuite contre Petróleos de Venezuela SA (PDVSA), le groupe a réduit cette demande en août à une moyenne de 7,1 %, et plus tard à 6,4 %.

Le 22 février 2008, la CESP a annoncé que l'augmentation tarifaire d'Énergie NB en 2007-2008 serait de 5,9 % au lieu du 6,4 % demandé. La CESP a accepté en majeure partie la demande telle que soumise, mais elle a établi un seuil de rentabilité plus bas que celui stipulé par Énergie NB. Conformément à la directive de la CESP, Énergie NB a remis aux clients la différence entre le tarif intérimaire perçu et l'augmentation de 5,9 % approuvée.

En mars 2008, le Ministre de l'Énergie a avisé Énergie NB que l'augmentation des tarifs de 3% prévue pour le 1er avril 2008 serait révisée. Peu après la fin de l'exercice, Énergie NB a soumis tous les dossiers connexes à la CESP et au public.

Atténuation du coût du combustible

Dans le but de gérer les couts des combustibles fossiles, le groupe a un service de commercialisation ouvert en permanence. L'entreprise exporte quand le prix aux marchés voisins dépasse ses coûts marginaux de production, et les profits servent à garder les tarifs dans la province à un niveau moins élevé qu'il ne serait possible autrement. Par contre, l'on importe quand de l'énergie est disponible dans un marché voisin à un prix inférieur aux coûts marginaux de production d'Énergie NB. Ainsi la population profite de l'énergie la moins chère possible. De plus, Énergie NB continue à faire des achats à terme de combustible et de devises pour assurer la stabilité et la prévisibilité des tarifs provinciaux. L'entreprise remet à neuf Point Lepreau pour continuer à s'alimenter en électricité fiable à partir d'une source de combustible qui n'est pas liée à la volatilité du prix du combustible.

DEVELOPPEMENT DES AFFAIRES

Le groupe Énergie NB travaille sans cesse pour assurer une alimentation en électricité fiable à long terme, au moindre coût possible en respectant les consignes de sécurité et environnementales. Le développement à long terme des affaires comprend plusieurs projets importants.

Remise à neuf de la centrale de Point Lepreau

Le 29 juillet 2005, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a annoncé son appui envers la recommandation du conseil de procéder à la remise à neuf de la centrale en collaboration avec Énergie atomique du Canada limitée (EACL). Le projet de remise à neuf devrait prolonger la vie utile de la centrale jusqu'en 2034, approvisionnant ainsi le groupe d'entreprises Énergie NB en électricité provenant d'une source de combustible dont le prix n'est pas sujet à l'instabilité des prix des combustibles à base de carbone. La centrale remise à neuf conservera en outre un avantage pour l'environnement en produisant de l'électricité sans rejeter des quantités considérables de dioxyde de carbone, de dioxyde de soufre et d'oxyde d'azote.

Le coût total de la construction, sans le combustible de remplacement et les achats d'électricité, doit s'élever à environ 1 milliard de dollars.

L'arrêt de remise à neuf, qui doit durer 18 mois, a commencé le 28 mars 2008. En général, la remise à neuf suit le calendrier prévu. Le projet doit s'achever par la remise en service de la centrale à l'automne de 2009.

Les dépenses jusqu'au 31 mars 2008 se chiffrent à 541 millions de dollars.

Préparatifs en vue de la remise à neuf

Pour se préparer à l'arrêt de remise à neuf, la Corporation de production Énergie NB (Production Énergie NB) et la Corporation de transport Énergie NB (Transport Énergie NB) se sont livrées à des activités d'entretien proactif.

Production Énergie NB a devancé d'importantes activités d'entretien à 2006-2007 et 2007-2008 et a implanté des processus pour assurer une démarche plus proactive d'observation et d'analyse du parc de production pour prévoir des problèmes de matériel et y réagir avant qu'il ne fasse défaillance. Transport Énergie NB a exécuté l'entretien préventif et amélioré des biens pour optimiser la fiabilité de la livraison.

Ligne internationale de transport

En décembre 2007, l'achèvement d'une ligne internationale de transport de 345 kV entre le poste de sectionnement de Point Lepreau et celui d'Orrington (Maine), au sud de Bangor, a créé une seconde interconnexion importante entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre. La ligne, construite à un coût de 60 millions de dollars par Transport Énergie NB en partenariat avec Bangor Hydro, renforce aussi la fiabilité et l'efficacité du réseau, et devrait permettre un plus grand développement du marché.

Une fois la ligne sous tension, il y a eu une période ouverte de soumissions où plusieurs entreprises ont proposé d'utiliser la capacité de transport de la nouvelle ligne. La soumission d'Hydro-Québec a été retenue.

Combustibles de remplacement

La centrale au mazout de Coleson Cove de Production Énergie NB fournit une importante partie de l'énergie destinée à l'alimentation de la province et aux ventes à l'exportation. En réaction à la croissance du prix du pétrole et à la possibilité pour la centrale de Coleson Cove de consommer d'autres combustibles liquides, Production Énergie NB a commencé à étudier des combustibles de remplacement moins onéreux et a mené des essais à l'échelle industrielle d'un mélange de coke de pétrole et de mazout lourd à l'été de 2006. En raison des bons résultats, Production Énergie NB a entamé la prochaine phase du projet.

En avril 2007, Production Énergie NB a reçu l'approbation du ministère de l'Environnement du Nouveau-Brunswick pour mener un projet de démonstration afin d'évaluer la faisabilité, des points de vue environnemental, technique et économique, de brûler un mélange de coke de pétrole et de mazout lourd à la centrale de Coleson Cove. Une fois l'approbation reçue, Production Énergie NB a investi plus de 30 millions de dollars pour convertir une tranche à Coleson Cove afin de pouvoir y brûler le nouveau mélange de combustibles. La combustion initiale du coke de pétrole a eu lieu en mars 2008, et les résultats étaient positifs. Production Énergie NB a aussi reçu l'approbation de construire des installations d'entreposage du coke de pétrole.

Énergie renouvelable

En juin 2007, Production Énergie NB a acheté la centrale hydroélectrique de Nepisiguit Falls, située environ à 30 kilomètres au sud de Bathurst, de la Smurfit-Stone Container Corporation. Les trois tranches de la centrale ont une capacité totale de 10,8 MW.

La centrale produira environ 52 GWh d'électricité par an. La production hydroélectrique est la source de production la moins chère d'Énergie NB. Le groupe possède et exploite six autres centrales hydroélectriques. La centrale hydroélectrique de Nepisiguit Falls augmente la capacité de production à partir d'une source autre que le mazout, ce qui diminue le coût global de production.

L'aménagement de projets d'énergie éolienne augmentera l'énergie renouvelable dans la province. En 2007-2008, Énergie NB Power a conclu des contrats représentant jusqu'à 213 MW d'énergie éolienne. En tout, 309 MW de production éolienne sera en exploitation dès 2009.

Énergie NB continue d'étudier la production d'électricité d'autres sources renouvelables, comme la biomasse, le gaz d'enfouissement, les petites centrales hydroélectriques, l'énergie solaire et l'énergie marémotrice, afin d'atteindre les cibles d'énergie renouvelable du gouvernement du Nouveau-Brunswick.

STATISTIQUES SUR LE RENDEMENT FINANCIER ET SUR L'EXPLOITATION

Variabilité du bénéfice

Dans le cours normal de l'exploitation, le groupe d'Énergie NB est sujet à des variations importantes du bénéfice avant les intérêts et les impôts. Des éléments importants du bénéfice d'exploitation échappent à l'emprise de la direction, ce qui entraîne d'importants écarts dans les résultats d'une année à l'autre. Les facteurs suivants sont les principaux éléments moteurs de la variabilité et ont un effet important sur le rendement financier, car ils influent sur le coût de production ou sur la compétitivité des prix des marchés à l'exportation

Facteurs de rendement financier et d'exploitation	2007-08	2006-07	2005-06
Production hydroélectrique nette exprimée en pourcentage de la moyenne à long terme	**104%**	117%	143%
Facteur de capacité net de la centrale de Point Lepreau	**72.8%**	78.2%	78.4%
Prix moyen du mazout lourd ($ US/baril Platt's NY 3 %)	**61.42$**	43.55$	40.42$
Prix moyen du gaz naturel ($ US/mmBTU)	**7.50$**	6.82$	9.35$
Prix moyen de référence du charbon ICR* ($ US la tonne)	**96.12$**	60.27$	53.82$
Prix moyen pour la puissance de pointe en Nouvelle-Angleterre ($ US/MWh)**	**75.77$**	66.91$	84.27$
Dollar canadien au 31 mars (équivalent en $ US)	**0.973$**	0.866$	0.857$
Dollar canadien au 31 mars (équivalent en $ US)			

* International Coal Report, ** déduction faite des pertes marginales et des coûts de congestion

- **Production hydroélectrique** – L'énergie hydroélectrique, la source la plus économique qu'utilise le groupe d'entreprises d'Énergie NB pour produire de l'électricité, contribue habituellement 15 % de la production totale. Cependant, lorsque les niveaux de l'eau sont plus bas que prévus, il faut utiliser d'autres combustibles plus chers afin de pallier la carence, ce qui augmente les coûts de production. En revanche, lorsque les niveaux de l'eau se situent au-dessus des niveaux prévus, cela réduit l'utilisation d'autres combustibles plus dispendieux, d'où une réduction des coûts de production.

- **Production nucléaire** – La centrale de Point Lepreau représente environ jusqu'à 25 % de la production totale. Par conséquent, il est essentiel que la centrale Point Lepreau offre une production constante pour assurer des résultats financiers positifs. Le 28 mars 2008 a marqué le début d'un arrêt de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau qui doit durer 18 mois et prendre fin en septembre 2009.

- **Prix du mazout** – Le mazout lourd représente de 20 % à 25 % de la production totale et correspond à 25 % des coûts du combustible et des achats d'énergie. On s'en sert aussi comme combustible de remplacement en l'absence d'une production nucléaire ou hydroélectrique à faible coût. Pour réduire son exposition à court et à moyen termes aux variations du prix du mazout lourd, le groupe couvre 18 mois à l'avance ses besoins prévus pour la province et pour ses exportations garanties.

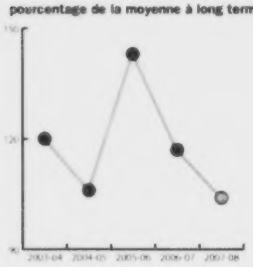
  Au fur et à mesure que les prix du mazout lourd augmentent sur les marchés mondiaux, le groupe profite des occasions pour réduire sa production interne plus coûteuse à partir du mazout par l'achat d'énergie dont le coût moins élevé dépend typiquement du prix du gaz naturel.

- **Prix du gaz naturel** – Le groupe a deux contrats d'électricité achetée liés aux prix du gaz naturel. Ces contrats comptent généralement pour environ 10 % de la production totale, et représentent de 20 à 25 % du total des coûts du combustible et de l'électricité achetée. Les fluctuations du prix du gaz naturel influeront sur le coût d'alimentation de la charge intraprovinciale. Le groupe conclut des contrats d'achat à terme pour un pourcentage important de l'exposition du prix du gaz naturel.

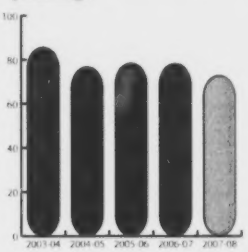
- **Prix du charbon** – Le charbon compte pour environ 20 % de la production totale et représente de 15 à 20 % des coûts totaux de combustible et d'électricité achetée. Elle est achetée par le biais de contrats attribués à la suite d'appels d'offres d'une année ou deux.

- **Taux de change** – Le groupe est exposé à des risques liés aux taux de change, en raison des achats de combustible et d'énergie qui se font en devises américaines pour des montants qui dépassent le bénéfice en devises américaines. Le groupe conclut des contrats d'achat à terme pour les besoins en devises américaines, déduction faite des revenus prévus en devises américaines.

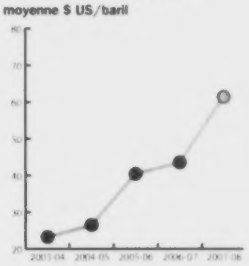
Production hydroélectrique nette
pourcentage de la moyenne à long terme



Facteur de capacité net de la centrale de Point Lepreau
pourcentage



Prix du mazout lourd
moyenne $ US/baril



- **Marges à l'extérieur de la province** – La place du groupe dans le marché régionale de l'énergie dépend des prix. Normalement, l'énergie produite à moindre coût est utilisée dans la province et celle produite à un coût plus élevé, souvent à partir du mazout lourd, peut être vendue à l'extérieur de la province. Cette énergie plus coûteuse n'est concurrentielle aux marchés à l'extérieur de la province que si son coût marginal est inférieur à ceux du marché. Les prix aux marchés avoisinants des Maritimes, de la Nouvelle-Angleterre et du Québec dépendent du coût de la production au gaz naturel. La quantité d'énergie vendue aux marchés externes dépend du rapport entre les prix mondiaux du gaz naturel et du mazout lourd. Certains facteurs relatifs à l'exploitation limitent la capacité du groupe à fixer les marges par des contrats de ventes à terme.

SURVOL DE LA DISCUSSION ET DE L'ANALYSE DE GESTION

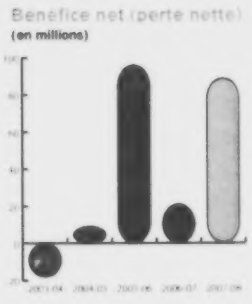
Rendement financier (en millions de dollars)	2007-08	2006-07	2005-06
Bénéfice net (perte nette)	**89$**	21$	96$
Encaisse d'exploitation	**316$**	238$	319$
Dépenses d'investissements	**409$**	287$	209$
Réduction (augmentation) de la dette nette	**233$**	84$	(26)$

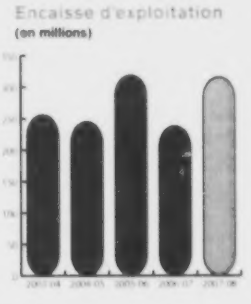
Ratios et pourcentages financiers	2007-08	2006-07	2005-06
Marge d'exploitation	**18%**	13%	21%
Encaisse d'exploitation/dépenses d'investissement	**0.77x**	0.83x	1.53x
Encaisse d'exploitation/dette totale	**0.09x**	0.07x	0.10x
Dépenses d'investissement / Valeur comptable nette des bâtiments, installations et matériel	**12%**	8%	6%
Pourcentage de la dette dans la structure du capital	**92%**	93%	93%
Ratio de couverture des intérêts*	**1.58x**	1.03x	1.74x

*Le ratio de couverture des intérêts est défini comme étant les frais de financement redressés (les frais de financement, déduction faite des intérêts créditeurs, des transactions de change comptabilisées, des frais de gestion du portefeuille de la dette, des intérêts pendant la construction, de l'amortissement des escomptes sur les débentures et de l'amortissement des intérêts reportés) divisés par le bénéfice redressé avant les intérêts et les impôts (le bénéfice avant les intérêts et les impôts, déduction faite des frais de gestion du portefeuille de la dette et des produits des placements), comme la Commission des entreprises de service public du Nouveau Brunswick (CESP) le trouve convenable.

En 2007-2008, le groupe Énergie NB a :

- connu un bénéfice net de 89 millions de dollars, en comparaison à 21 millions de dollars en 2006-2007;
- connu un bénéfice avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices de 138 millions de dollars en comparaison à 29 millions de dollars en 2006-2007;
- réglé la poursuite contre Petroleos De Venezuela, S.A (PDVSA). Le règlement avait deux éléments : un paiement en espèces de 115 millions de dollars et un élément en nature de 218 millions de dollars qui représente l'engagement à livrer une quantité spécifiée de combustible;
- implanté une augmentation moyenne des tarifs de 5,9 % le 8 juin 2007, ce qui a rehaussé les produits de 78 millions de dollars;
- exploité la centrale de Point Lepreau au facteur de capacité attendu jusqu'au début de l'arrêt de remise à neuf :
  - le facteur de capacité de l'année était de 72,8 % en comparaison à un facteur de capacité à vie de 82,1 %;
- planifié et évalué de façon convenable les risques, ce qui a permis de préparer les autres centrales à la remise à neuf;
- établi des comptes de report réglementaire ayant trait aux :
  - avantages du règlement de la poursuite contre PDVSA;
  - coûts engagés pendant l'arrêt de remise à neuf de Point Lepreau.





Deux facteurs importants ne faisant pas partie des activités normales ont contribué au bénéfice avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices au cours de l'exercice :

- le règlement de la poursuite contre PDVSA, dont l'incidence était de 29 millions de dollars[1];
- un gain comptable ponctuel de 30 millions de dollars sur la révocation des contrats à terme d'achat du mazout lourd pour 2008-2009 à la suite de la modification de la prévision des charges découlant de la fermeture d'importants clients industriels et de la décision d'acheter de l'électricité au lieu d'en produire à partir de tranches thermiques internes qui coûtent plus cher.

L'autre facteur significatif qui contribue à l'évolution d'année en année du bénéfice avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices était l'augmentation de 40 millions de dollars à la marge brute[2]. Notons parmi les facteurs d'exploitation contribuant à l'augmentation de la marge brute[3]:

- des produits plus élevés dans la province à cause de l'entrée en vigueur d'une augmentation des tarifs approuvée de 5,9 % en moyenne et de la hausse des ventes en raison du froid;

atténués par :

- une diminution de l'hydraulicité à 104 % de la moyenne à long terme en 2007-2008 en comparaison à 117 % de la moyenne à long terme en 2006-2007, ce qui a augmenté les coûts d'énergie;
- les prix plus élevés du combustible et des achats d'électricité;
- la baisse de la production nucléaire. En effet, le facteur de capacité était de 72,8 % en 2007-2008 en comparaison à 78,2 % en 2006-2007;
- la réduction de la charge provinciale à cause de la fermeture d'importants clients industriels;
- la baisse des ventes à l'exportation parce que le coût marginal de production n'était pas toujours concurrentiel sur le marché des exportations.

L'encaisse d'exploitation en 2007-2008 a augmenté de 78 millions de dollars à 316 millions de dollars, surtout en raison de l'augmentation du bénéfice net.

La dette du groupe d'Énergie NB a augmenté de 233 millions de dollars en 2007-2008. La hausse de la dette était inférieure à la hausse totale des dépenses d'investissement et des versements au fonds de la gestion du combustible épuisé, et ce en raison du bénéfice d'exploitation plus élevé et de l'élément en espèces du règlement de la poursuite contre PDVSA.

ÉVENEMENTS IMPORTANTS

Plusieurs événements importants ont eu un effet sur les résultats financiers du groupe d'Énergie NB en 2007-2008.

Règlement de la poursuite contre Petroleos De Venezuela, S.A

En août 2007, le groupe d'Énergie NB a réglé sa poursuite contre PDVSA. Le règlement de la poursuite contre PDVSA, d'une valeur de 333 millions de dollars, avait deux éléments :

- 115 millions de dollars[4] en espèces, payés lors de la signature;
- 218 millions de dollars[5] représentant un engagement à livrer du combustible à l'avenir.

Comme le règlement a permis de récupérer les investissements faits pour préparer Coleson Cove à recevoir et à brûler l'Orimulsion(MD), les montants reçus ont été portés aux comptes suivants :

- 29 millions de dollars au coût du système de livraison du combustible déjà radié;
- 304 millions de dollars à la valeur comptable nette restante de la centrale de Coleson Cove.

Le groupe comptabilisera les avantages du règlement par la réduction des intérêts et de l'amortissement en raison de la réduction des niveaux de dette[6] et de la valeur comptable nette de Coleson Cove, respectivement. Le règlement a baissé de 3 millions de dollars les intérêts payés et diminué l'amortissement de 9 millions de dollars en 2007-2008.

L'incidence du règlement de la poursuite est décrite à la section Incidence du règlement de la poursuite contre PDVSA et du report réglementaire sur le bénéfice.

[1] D'autres incidences reliées au règlement de la poursuite contre PDVSA n'ont pas touché le bénéfice net parce que les organismes réglementaires ont approuvé la création d'un compte de report. Voir la section des Événements importants.
[2] Ce montant de 40 millions de dollars ne comprend pas le gain comptable de 30 millions de dollars sur la révocation des contrats d'achat à terme du mazout lourd en 2008-2009.
[3] La marge brute est discutée sans les effets du règlement de la poursuite contre PDVSA et du report réglementaire connexe.
[4] L'entreprise a porté 29 millions de dollars aux coûts de conversion de la centrale de Coleson Cove, qui avaient déjà été radiés, et 86 millions de dollars à titre de crédit à l'actif de Coleson Cove.
[5] Selon les prix à terme et les dates de livraison prévues au moment du règlement de la poursuite.
[6] L'élément en espèces du règlement a réduit tout de suite les niveaux de dette, et l'élément en nature du règlement aura pour résultat de réduire les niveaux de dette sur la période de livraison du combustible.

Report réglementaire – Règlement de la poursuite contre PDVSA

Le 23 août 2007, la Commission de l'énergie et des services publics (CESP) a approuvé la création d'un compte de report pour remettre les avantages du règlement de la poursuite contre PDVSA aux clients de façon échelonnée. Le report est distribué aux clients sur 17 ans pour mieux assortir les avantages aux clients qui paieront le coût de la remise à neuf de Coleson Cove.

L'incidence du règlement de la poursuite est décrite à la section Incidence du règlement de la poursuite contre PDVSA et du report réglementaire sur le bénéfice.

Projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau

En juillet 2005, la province du Nouveau-Brunswick a annoncé sa décision d'appuyer la recommandation du conseil et de remettre à neuf la centrale de Point Lepreau en partenariat avec Énergie atomique du Canada limitée. La remise à neuf prolongera la vie de la centrale jusqu'en 2034 et promettra au groupe d'Énergie NB de l'électricité à partir d'une source de combustible qui n'est pas sujette à la volatilité du prix du mazout lourd. La centrale remise à neuf continuera aussi à offrir des avantages environnementaux. En effet, sa production de l'électricité évite d'importantes émissions de gaz carbonique, de dioxyde de soufre et d'oxyde d'azote.

L'arrêt de remise à neuf a commencé le 28 mars 2008. En général, le projet de remise à neuf de Point Lepreau progresse comme prévu. Le total des dépenses du projet jusqu'au 31 mars 2008 se chiffre à 541 millions de dollars.

Report réglementaire – Remise à neuf de la centrale de Point Lepreau

Conformément à une loi mise en vigueur en 2007, l'entreprise a établi un compte de report réglementaire relié à la remise à neuf de Point Lepreau. Le report a pour but de consigner les coûts normaux de la centrale pendant cette période, déduction faite des produits, ainsi que les coûts de l'énergie de remplacement facturés à Distribution Énergie NB par Énergie nucléaire NB et Production Énergie NB respectivement pendant la remise à neuf. Distribution Énergie NB doit récupérer ces sommes au cours de la vie utile de la centrale de Point Lepreau remise à neuf et ils seront reflétés dans les frais, les droits et les tarifs perçus par Distribution Énergie NB auprès de ses clients. Au 31 mars 2008, 3 millions de dollars des coûts de la période et des coûts de l'énergie de remplacement étaient reportés, ce qui équivaut à trois jours d'un arrêt prévu de 18 mois.

Augmentation des tarifs

Le 8 juin 2007, le groupe d'Énergie NB a mis en vigueur une augmentation des tarifs de 5,9 % en moyenne pour tous les groupes de clients, ce qui a augmenté les produits de 78 millions de dollars.

Résultats d'exploitation pour 2007-2008

Aperçu des produits (en millions de dollars)	2007-08	2006-07	2005-06
Ventes d'énergie			
Dans la province	**1.237$**	1.146$	1.056$
À l'extérieur	**196**	215	379
Divers	**99**	67	73
Transport	**87**	84	77
Gain lié à l'évaluation à la valeur de marché de la créance à long terme	**93**	-	-
Total des produits	**1.712$**	1.512$	1.585$
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre	**13%**	(5%)	13%

Les produits totaux ont été de 1 712 millions de dollars en 2007-2008, ce qui correspond à une augmentation de 200 millions de dollars, ou de 13 %, en comparaison à 2006-2007 (voir la section Incidence du règlement de la poursuite contre PDVSA et du report réglementaire sur le bénéfice).

Ventes d'énergie dans la province (en millions de dollars)	2007-08	2006-07	2005-06
Résidentiel	**519$**	470$	436$
Industriel	**362**	350	310
Usage général	**248**	225	213
Ventes en gros	**94**	87	82
Éclairage public et énergie involontaire	**14**	14	15
Total	**1.23$**	1.146$	1.056$
GWh	**14.250**	14.342	13.886

Les ventes d'énergie dans la province se sont chiffrées à 1 237 millions de dollars en 2007-2008, ce qui représente une augmentation de 91 millions de dollars ou de 8 % en comparaison à 2006-2007. Voici les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart d'une année à l'autre :

- une augmentation de 78 millions de dollars à cause d'une augmentation des tarifs de 5,9 % en moyenne en vigueur le 8 juin 2007;
- une augmentation de 17 millions de dollars en raison des températures plus basses en 2007-2008;
- une augmentation de 8 millions de dollars à cause de la hausse des ventes d'énergie interruptible, atténuée par l'augmentation des dépenses de combustible et d'achats d'énergie.

atténués par :

- une diminution de 12 millions de dollars liée à la réduction des ventes industrielles, surtout en raison des fermetures dans le secteur des pâtes et papiers.

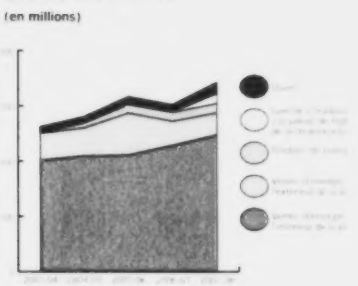
Ventes à l'extérieur (en millions de dollars)	2007-08	2006-07	2005-06
Produits	**196$**	215$	379$
GWh	**2.327**	2.815	4.682

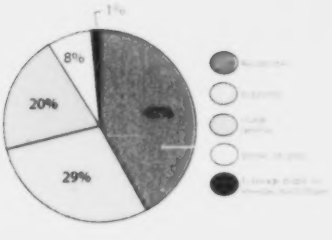
En 2007-2008, les ventes d'électricité à l'extérieur de la province ont diminué de 19 millions de dollars ou de 9 % en comparaison à 2006-2007. Voici les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart d'une année à l'autre :

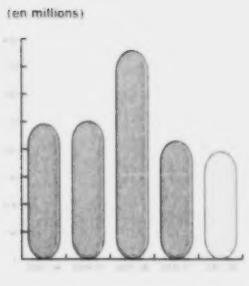
- une diminution de 35 millions de dollars parce que le coût marginal de production n'était pas toujours concurrentiel dans le marché des exportations;

atténué par :

- une augmentation de 13 millions de dollars en raison des prix plus élevés que la moyenne pour les exportations.







Produits divers

Les produits divers proviennent essentiellement de la location de chauffe-eau, des frais d'utilisation des poteaux, de la vente de vapeur et de sous-produits et des frais relatifs à l'affectation de personnel à l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick («Exploitant du réseau»). Les produits divers se sont chiffrés à 99 millions de dollars en 2007-2008, une augmentation de 32 millions de dollars par rapport à 2006-2007. Cette importante augmentation résulte du montant de 29 millions de dollars reçu dans le cadre du règlement de la poursuite contre PDVSA pour compenser la radiation, dans le passé, de sommes reliées au système de livraison du combustible à la centrale de Coleson Cove.

Produits de transport

Les produits de transport proviennent des frais récupérés auprès de l'Exploitant du réseau pour respecter les exigences relatives aux produits de transport et comprennent les produits découlant de la ligne internationale de transport. Ces produits sont en grande partie atténués par les dépenses de transport versées à l'Exploitant du réseau relativement aux frais de raccordement, au transport point à point et aux services d'ordonnancement.

Charges

Aperçu des charges (en millions de dollars)	2007-08		2006-07		2005-06	
	$	%	$	%	$	%
Combustibles et achat d'énergie	585$	36%	560$	38%	512$	34%
Exploitation, entretien et administration	397	24	389	26	373	25
Amortissement et déclassement	216	13	220	15	217	15
Transport	85	5	85	6	86	6
Impôts	43	3	49	3	47	3
Report réglementaire	73	5				
Frais de financement	175	11	180	12	199	13
Paiements spéciaux	49	3	8	0	55	4
Total	1.623$	100%	1.491$	100%	1.489$	100%
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre		9%		0%		7%

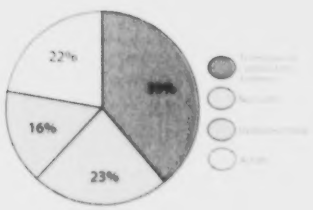
Le total des charges a augmenté de 132 millions de dollars pour atteindre 1 623 millions de dollars en 2007-2008. Cette augmentation de $132 millions de dollars est surtout attribuable aux facteurs suivants :

- une augmentation de 25 millions de dollars des frais de combustible et d'achats d'énergie, surtout à cause de l'augmentation des prix, d'une disponibilité réduite de la production hydroélectrique et de la baisse de la production nucléaire en 2007-2008. Ces circonstances sont partiellement atténuées par la diminution de la charge et par un gain ponctuel de 30 millions de dollars sur la résiliation des contrats à livrer visant le magnot liquide;
- une augmentation de 8 millions de dollars des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, principalement à cause de l'augmentation des frais de la main-d'œuvre et des coûts associés aux pannes forcées à Énergie nucléaire NB;
- une augmentation de 41 millions de dollars aux paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices payés à la Corporation financière d'exercice du Nouveau-Brunswick (Corporation financière) à cause de l'augmentation des bénéfices d'une année à l'autre;
- 73 millions de dollars reliés au report réglementaire;

atténués par

- une diminution de 6 millions de dollars des impôts, principalement à cause de la réduction du taux des paiements tenant lieu des impôts provinciaux sur le capital;
- une diminution de 4 millions de dollars à l'amortissement et au déclassement, surtout à cause de l'effet du règlement de la poursuite contre PDVSA;
- une diminution de 5 millions de dollars aux frais de financement, surtout à cause de l'élément en espèces du règlement de la poursuite contre PDVSA.

Voir la section Incidence du règlement de la poursuite contre PDVSA et du report réglementaire sur le bénéfice.



RESULTATS D'EXPLOITATION POUR 2007-2008

Aperçu des produits (en millions de dollars)	2007-08	2006-07	2005-06
Ventes d'énergie			
Dans la province	**1,237$**	1,146$	1,056$
À l'extérieur	**196**	215	379
Divers	**99**	67	73
Transport	**87**	84	77
Gain lié à l'évaluation à la valeur de marché de la créance à long terme	**93**	-	-
Total des produits	**1,712$**	1,512$	1,585$
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre	**13%**	(5%)	13%

Les produits totaux ont été de 1 712 millions de dollars en 2007-2008, ce qui correspond à une augmentation de 200 millions de dollars, ou de 13 %, en comparaison à 2006-2007 (voir la section Incidence du règlement de la poursuite contre PDVSA et du report réglementaire sur le bénéfice).

Ventes d'énergie dans la province (en millions de dollars)	2007-08	2006-07	2005-06
Résidentiel	**519$**	470$	436$
Industriel	**362**	350	310
Usage général	**248**	225	213
Ventes en gros	**94**	87	82
Éclairage public et énergie involontaire	**14**	14	15
Total	**1,23$**	1,146$	1,056$
GWh	**14,250**	14,342	13,886

Les ventes d'énergie dans la province se sont chiffrées à 1 237 millions de dollars en 2007-2008, ce qui représente une augmentation de 91 millions de dollars ou de 8 % en comparaison à 2006-2007. Voici les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart d'une année à l'autre :

- une augmentation de 78 millions de dollars à cause d'une augmentation des tarifs de 5,9 % en moyenne en vigueur le 8 juin 2007;
- une augmentation de 17 millions de dollars en raison des températures plus basses en 2007-2008;
- une augmentation de 8 millions de dollars à cause de la hausse des ventes d'énergie interruptible, atténuée par l'augmentation des dépenses de combustible et d'achats d'énergie;

atténués par :

- une diminution de 12 millions de dollars liée à la réduction des ventes industrielles, surtout en raison des fermetures dans le secteur des pâtes et des papiers.

Ventes d'électricité à l'extérieur de la province (en millions de dollars)	2007-08	2006-07	2005-06
Produits	**196$**	215$	379$
GWh	**2,327**	2,815	4,682

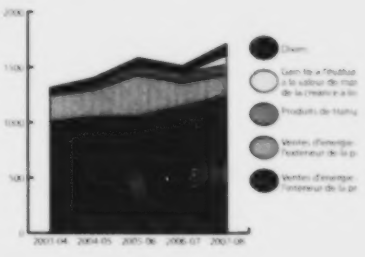
En 2007-2008, les ventes d'électricité à l'extérieur de la province ont diminué de 19 millions de dollars ou de 9 % en comparaison à 2006-2007. Voici les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart d'une année à l'autre :

- une diminution de 35 millions de dollars parce que le coût marginal de production n'était pas toujours concurrentiel dans le marché des exportations;

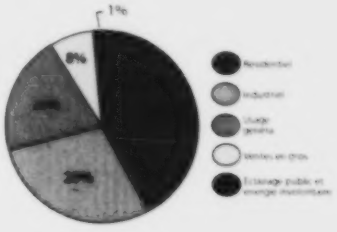
atténué par :

- une augmentation de 13 millions de dollars en raison des prix plus élevés que la moyenne pour les exportations.

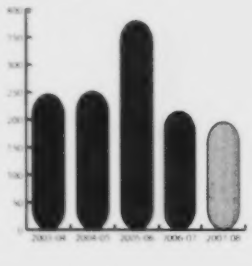
Analyse des produits
(en millions)



Produits dans la province



Produits de l'extérieur de la province
(en millions)



Produits divers

Les produits divers proviennent essentiellement de la location de chauffe-eau, des frais d'utilisation des poteaux, de la vente de vapeur et de sous-produits et des frais relatifs à l'affectation de personnel à l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick («Exploitant du réseau»). Les produits divers se sont chiffrés à 99 millions de dollars en 2007-2008, une augmentation de 32 millions de dollars par rapport à 2006-2007. Cette importante augmentation résulte du montant de 29 millions de dollars reçu dans le cadre du règlement de la poursuite contre PDVSA pour compenser la radiation, dans le passé, de sommes reliées au système de livraison du combustible à la centrale de Coleson Cove.

Produits de transport

Les produits de transport proviennent des frais récupérés auprès de l'Exploitant du réseau pour respecter les exigences relatives aux produits de transport et comprennent les produits découlant de la ligne internationale de transport. Ces produits sont en grande partie atténués par les dépenses de transport versées à l'Exploitant du réseau relativement aux frais de raccordement, au transport point à point et aux services d'ordonnancement.

CHARGES

Aperçu des charges (en millions de dollars)	2007-08		2006-07		2005-06	
	$	%	$	%	$	%
Combustibles et achat d'énergie	**585$**	**36%**	560$	38%	512$	34%
Exploitation, entretien et administration	**397**	**24**	389	26	373	25
Amortissement et déclassement	**216**	**13**	220	15	217	15
Transport	**85**	**5**	85	6	86	6
Impôts	**43**	**3**	49	3	47	3
Report réglementaire	**73**	**5**				
Frais de financement	**175**	**11**	180	12	199	13
Paiements spéciaux	**49**	**3**	8	0	55	4
Total	**1,623$**	**100%**	1,491$	100%	1,489$	100%
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre		**9%**		0%		7%

Le total des charges a augmenté de 132 millions de dollars pour atteindre 1 623 millions de dollars en 2007-2008. Cette augmentation de $132 millions de dollars est surtout attribuable aux facteurs suivants :

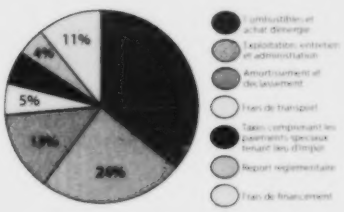
- une augmentation de 25 millions de dollars des frais de combustible et d'achats d'énergie, surtout à cause de l'augmentation des prix, d'une disponibilité réduite de la production hydroélectrique et de la baisse de la production nucléaire en 2007-2008. Ces circonstances sont partiellement atténuées par la diminution de la charge et par un gain ponctuel de 30 millions de dollars sur la révocation des contrats à terme visant le mazout lourd;
- une augmentation de 8 millions de dollars des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, principalement à cause de l'augmentation des frais de la main-d'œuvre et des coûts associés aux pannes forcées à Énergie nucléaire NB;
- une augmentation de 41 millions de dollars aux paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices payés à la Corporation financière d'électricité du Nouveau-Brunswick (Corporation financière) à cause de l'augmentation des bénéfices d'une année à l'autre;
- 73 millions de dollars reliés au report réglementaire,

atténués par :

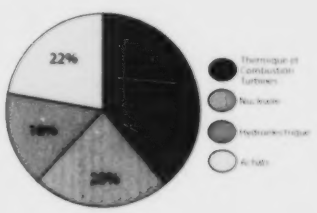
- une diminution de 6 millions de dollars des impôts, principalement à cause de la réduction du taux des paiements tenant lieu des impôts provinciaux sur le capital;
- une diminution de 4 millions de dollars à l'amortissement et au déclassement, surtout à cause de l'effet du règlement de la poursuite contre PDVSA;
- une diminution de 5 millions de dollars aux frais de financement, surtout à cause de l'élément en espèces du règlement de la poursuite contre PDVSA.

Voir la section Incidence du règlement de la poursuite contre PDVSA et du report réglementaire sur le bénéfice.

Dépenses totales



Production GWh



Combustibles et achats d'énergie (en millions de dollars)	2007-08		2006-07		2005-06	
	$	%	$	%	$	%
Hydroélectrique	**0$**	**0%**	0$	0%	0$	0%
Nucléaire	**18**	**3**	12	2	11	2
Thermique	**230**	**40**	297	53	351	69
Achats	**337**	**57**	251	45	150	29
Total	**585$**	**100%**	560$	100%	512$	100%

Le coût des combustibles et des achats d'énergie a été de 585 millions de dollars en 2007-2008, une augmentation de 25 millions de dollars ou de 5 % sur 2006-2007, moins un gain ponctuel de 30 millions de dollars sur la révocation des contrats d'achat à terme du mazout lourd pour 2008-2009. Le mazout lourd correspond à 23 % de ces coûts, alors que les achats d'énergie auprès d'entreprises d'électricité en Nouvelle-Écosse, au Maine, au Québec et au Nouveau-Brunswick ont compté pour 57 %. L'augmentation des coûts des combustibles et des achats d'énergie d'une année à l'autre est attribuable aux facteurs suivants :

- une augmentation des coûts énergétiques de 24 millions de dollars attribuable à une réduction de l'hydraulicité à 104 % de la moyenne à long terme en 2007-2008 comparativement à 117 % en 2006-2007;
- une augmentation de 20 millions de dollars à cause d'une baisse de la production nucléaire, ce qui a eu pour résultat un facteur de capacité de 72,8 % en 2007-2008 par rapport à 78,2 % en 2006-2007;
- une augmentation de 3 millions de dollars reliée à la réduction de la disponibilité équivalente de la production thermique, passée de 80,5 % en 2007-2008 en comparaison à 89,1 % en 2006-2007, surtout à la suite d'une série d'arrêts prévus préalables à l'arrêt de remise à neuf de Point Lepreau;
- une augmentation de 49 millions de dollars attribuable à l'augmentation globale des prix du combustible et de l'électricité achetée;
- une augmentation de 8 millions de dollars en raison de la diminution, par rapport à 2006-2007, des occasions d'acheter de l'électricité à des prix inférieurs aux coûts de production interne;

atténués par :

- une réduction des coûts de 47 millions de dollars à cause de la réduction de la charge des grandes industries et des ventes à l'exportation.

Le gain ponctuel sur la révocation des contrats d'achat à terme du mazout lourd découle de la modification de la provision des charges à la suite de la fermeture d'importants clients industriels et de la décision d'acheter de l'électricité au lieu de la produire dans des tranches thermiques internes dont les coûts sont plus élevés. D'exercice en exercice, le groupe Énergie NB a conclu sensiblement plus de contrats à terme d'achat de l'électricité et moins de contrats à terme d'achat du mazout lourd (voir la note 26).

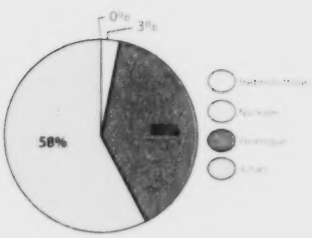
Exploitation, entretien et administration (en millions de dollars)	2007-08	2006-07	2005-06
Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration	**397$**	389$	373$

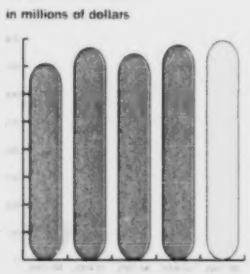
Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration se sont chiffrées à 397 millions de dollars en 2007-2008, une augmentation de 8 millions de dollars ou de 2 % par rapport à 2006-2007. Voici les importantes modifications :

- une augmentation de 13 millions de dollars aux salaires annuels à la suite des augmentations d'échelle et des augmentations au mérite annuelles;
- une augmentation de 4 millions de dollars à cause d'arrêts forcés et d'autres projets à Point Lepreau;

atténuées par :

- une diminution de 8 millions de dollars parce que l'arrêt d'entretien annuel à Point Lepreau était plus court et moins coûteux que d'habitude.





Combustibles et achats d'énergie (en millions de dollars)	2007-08		2006-07		2005-06	
	$	%	$	%	$	%
Hydroélectrique	0$	0%	0$	0%	0$	0%
Nucléaire	18	3	12	2	11	2
Thermique	230	40	297	53	351	69
Achats	337	57	251	45	150	29
Total	585$	100%	560$	100%	512$	100%

Le coût des combustibles et des achats d'énergie a été de 585 millions de dollars en 2007-2008, une augmentation de 25 millions de dollars ou de 5 % sur 2006-2007, moins un gain ponctuel de 30 millions de dollars sur la révocation des contrats d'achat à terme du mazout lourd pour 2008-2009. Le mazout lourd correspond à 23 % de ces coûts, alors que les achats d'énergie auprès d'entreprises d'électricité en Nouvelle-Écosse, au Maine, au Québec et au Nouveau-Brunswick ont compté pour 57 %. L'augmentation des coûts des combustibles et des achats d'énergie d'une année à l'autre est attribuable aux facteurs suivants :

- une augmentation des coûts énergétiques de 24 millions de dollars attribuable à une réduction de l'hydraulicité à 104 % de la moyenne à long terme en 2007-2008 comparativement à 117 % en 2006-2007;
- une augmentation de 20 millions de dollars à cause d'une baisse de la production nucléaire, ce qui a eu pour résultat un facteur de capacité de 72,8 % en 2007-2008 par rapport à 78,2 % en 2006-2007;
- une augmentation de 3 millions de dollars reliée à la réduction de la disponibilité équivalente de la production thermique, passée de 80,5 % en 2007-2008 en comparaison à 89,1 % en 2006-2007, surtout à la suite d'une série d'arrêts prévus préalables à l'arrêt de remise à neuf de Point Lepreau;
- une augmentation de 49 millions de dollars attribuable à l'augmentation globale des prix du combustible et de l'électricité achetée;
- une augmentation de 8 millions de dollars en raison de la diminution, par rapport à 2006-2007, des occasions d'acheter de l'électricité à des prix inférieurs aux coûts de production interne;

atténués par :

- une réduction des coûts de 47 millions de dollars à cause de la réduction de la charge des grandes industries et des ventes à l'exportation.

Le gain ponctuel sur la révocation des contrats d'achat à terme du mazout lourd découle de la modification de la provision des charges à la suite de la fermeture d'importants clients industriels et de la décision d'acheter de l'électricité au lieu de la produire dans des tranches thermiques internes dont les coûts sont plus élevés. D'exercice en exercice, le groupe Énergie NB a conclu sensiblement plus de contrats à terme d'achat de l'électricité et moins de contrats à terme d'achat du mazout lourd (voir la note 26).

Exploitation, entretien et administration (en millions de dollars)	2007-08	2006-07	2005-06
Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration	397$	389$	373$

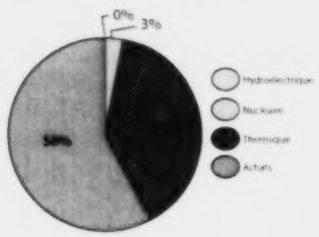
Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration se sont chiffrées à 397 millions de dollars en 2007-2008, une augmentation de 8 millions de dollars ou de 2 % par rapport à 2006-2007. Voici les importantes modifications :

- une augmentation de 13 millions de dollars aux salaires annuels à la suite des augmentations d'échelle et des augmentations au mérite annuelles;
- une augmentation de 4 millions de dollars à cause d'arrêts forcés et d'autres projets à Point Lepreau;

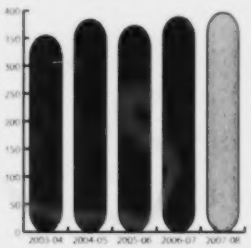
atténuées par :

- une diminution de 8 millions de dollars parce que l'arrêt d'entretien annuel à Point Lepreau était plus court et moins coûteux que d'habitude.

Combustibles et achats d'énergie



Frais d'exploitation, entretien et administration
in millions of dollars



Amortissement et déclassement (en millions de dollars)	**2007-08**	2006-07	2005-06
Amortissement et déclassement	**216$**	220$	217$

Les charges d'amortissement et de déclassement se sont établies à 216 millions de dollars en 2007-2008, soit une diminution de 4 millions de dollars, surtout en raison des facteurs suivants :

- une réduction du coût de la centrale de Coleson Cove à la suite du règlement de la poursuite contre PDVSA. La réduction de l'amortissement associée au règlement de la poursuite contre PDVSA a été atténuée par le report réglementaire sans toucher le bénéfice net (voir la section Incidence du règlement de la poursuite contre PDVSA et du report réglementaire sur le bénéfice);
- les modifications approuvées à l'amortissement à la suite de l'étude de l'amortissement;

atténués par :

- la radiation de certain matériel d'exploitation.

Impôts (en millions de dollars)	**2007-08**	2006-07	2005-06
Impôts	**43$**	49$	47$

Les impôts autres que les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices ont été de 43 millions de dollars en 2007-2008, une diminution de 6 millions de dollars ou de 12 % par rapport à 2006-2007. Cette diminution découle surtout de la réduction du taux des paiements tenant lieu d'impôts provinciaux sur le capital.

Frais de financement (en millions de dollars)	**2007-08**	2006-07	2005-06
Frais de financement	**175$**	180$	199$

Les frais de financement se sont élevés à 175 millions de dollars en 2007-2008, une diminution de 5 millions de dollars ou de 3 % par rapport à 2006-2007, surtout en raison des facteurs suivants :

- une encaisse d'exploitation positive;
- l'élément en espèces du règlement de la poursuite contre PDVSA, qui a servi à réduire des dettes autres que celles ayant trait aux grands projets d'investissement;
- de meilleurs taux pour le refinancement de la dette.

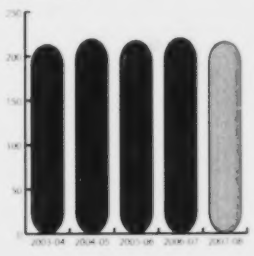
La réduction des frais de financement en raison du règlement de la poursuite a été atténuée au moyen du report réglementaire sans incidence sur le bénéfice net (voir la section Incidence du règlement de la poursuite contre PDVSA et du report réglementaire sur le bénéfice).

Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (en millions de dollars)	**2007-08**	2006-07	2005-06
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**49$**	8$	55$

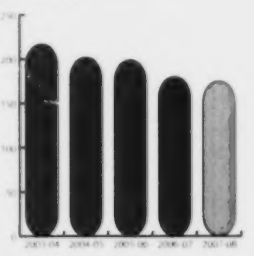
Le groupe d'Énergie NB a dû verser des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices à la Corporation financière. Ces paiements comportent un élément d'impôts sur les bénéfices en fonction du bénéfice comptable net multiplié par 34,47 %.

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices ont été de 49 millions de dollars en 2007-2008, une augmentation de 41 millions de dollars sur 2006-2007, en raison de l'augmentation du bénéfice en 2007-2008.

Amortissement et déclassement
(en millions)



Frais de financement
(en millions)



LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Dépenses d'investissement (en millions de dollars)	2007-08	2006-07	2005-06
Dépenses d'investissement pour les projets importants	**262$**	182$	102$
Dépenses d'investissement pour les projets ordinaires	**153$**	110$	110$
Contributions des clients et produit de la disposition	**(6)$**	(5)$	(3)$
Total des dépenses d'investissement	**409$**	287$	$209

Les dépenses d'investissement, déduction faite du produit de la disposition et des contributions des clients, se sont chiffrées à 409 millions de dollars en 2007-2008. Cette augmentation de 122 millions de dollars ou de 43 % en comparaison à 2006-2007 vient surtout des facteurs suivants :

- une augmentation de 46 millions de dollars des dépenses relatives au projet de remise à neuf de Point Lepreau;
- une augmentation de 38 millions de dollars à cause de l'achat de la centrale de Nepisiguit Falls;
- une augmentation de 16 millions de dollars des dépenses relatives au projet d'amélioration de la turbine de Point Lepreau;
- une augmentation de 28 millions de dollars des dépenses relatives au projet de conversion du combustible à Coleson Cove;
- une augmentation de 15 millions de dollars sur les dépenses d'investissement ordinaire;

atténués par :

- une diminution de 23 millions de dollars à cause de l'achèvement du projet de la ligne internationale de transport.

Encaisse d'exploitation (en millions de dollars)	2007-08	2006-07	2005-06
Encaisse d'exploitation	**316$**	238$	319$

En 2007-2008, l'encaisse d'exploitation est passée à 316 millions de dollars, une augmentation de 78 millions de dollars, surtout à cause de l'augmentation du bénéfice net.

Réduction (augmentation) de la dette nette (en millions de dollars)	2007-08	2006-07	2005-06
Encaisse d'exploitation	**316$**	238$	319$
Dépenses d'investissement	**(409)**	(287)	(209)
Paiement provenant du règlement de la poursuite contre PDVSA porté à l'actif de Coleson Cove	**86**	-	-
Diminution (augmentation) du fonds de roulement	**(80)**	13	(11)
Fonds au titre du déclassement nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié – versements et bénéfice	**(141)**	(13)	(40)
Autre	**(24)**	**(13)**	(5)
Encaissements (décaissements) libres	**(252)$**	**(62)$**	54$
Dividendes versés	**(11)**	**(13)**	(11)
Changement dans l'encaisse	**30**	(9)	(17)
Réduction (augmentation) de la dette nette	**(233)$**	(84)$	26$

Les décaissements libres ont représenté un total de 252 millions de dollars en 2007-2008, une augmentation de 190 millions de dollars en comparaison à 2006-2007. Les facteurs suivants sont surtout responsables de l'augmentation :

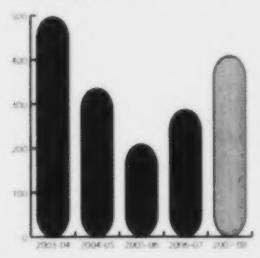
- l'augmentation des dépenses d'investissement en raison du projet de remise à neuf de Point Lepreau, de l'achat de Nepisiguit Falls, du projet d'amélioration de la turbine de Point Lepreau et du projet de conversion du combustible de Coleson Cove;
- l'augmentation de l'encaisse d'exploitation à cause de la montée des créances à la suite de l'augmentation des tarifs et du calendrier des comptes créditeurs;
- un paiement ponctuel pour alimenter le fonds de gestion du combustible épuisé;

atténués par :

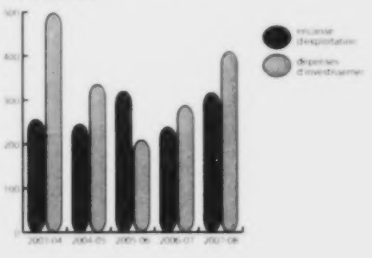
- l'augmentation de l'encaisse d'exploitation à cause de l'augmentation des recettes et de l'élément en espèces du règlement de la poursuite contre PDVSA.

La dette nette est montée de 233 millions de dollars en 2007-2008. En comparaison, l'augmentation était de 84 millions de dollars en 2006-2007. L'augmentation de la dette était inférieure à l'augmentation totale des dépenses d'investissements et des paiements au fonds de gestion du combustible épuisé à cause de l'augmentation des produits d'exploitation et de l'élément en espèces du règlement de la poursuite contre PDVSA.

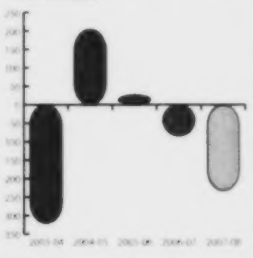
Dépenses d'investissement
(en millions)



Composants des encaissements libres
(en millions)



Réduction de la dette nette
(en millions)



Total de la dette nette (en millions de dollars)	2007-08	2006-07	2004-05
Dette à long terme	**3,174$**	3,214$	2,887$
Dette à court terme	**273**	0	243
Total de la dette nette	**3,447$**	3,214$	3,130$
Dette/capital	**92%**	93%	93%
Encaisse d'exploitation/dette totale	**0.09x**	0.07x	0.1x

Les niveaux d'endettement du groupe Énergie NB augmentent avec la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. Le niveau des emprunts à court terme fluctue selon les dates d'échéance de la dette et les besoins d'investissement en immobilisations. Depuis la restructuration du 1er octobre 2004, le groupe émet des obligations à long et à court termes à la Corporation financière. En vertu de l'autorité que lui confère la *Loi sur l'électricité*, la Corporation financière émet des titres de créance au nom du gouvernement du Nouveau-Brunswick.

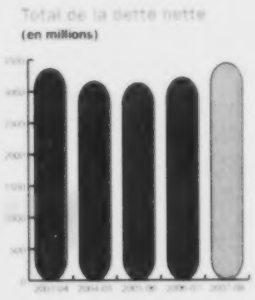
INCIDENCE DU RÈGLEMENT DE LA POURSUITE CONTRE PDVSA ET DU REPORT RÉGLEMENTAIRE SUR LE BÉNÉFICE

L'état cumulé des résultats est reformulé pour isoler l'incidence du règlement de la poursuite contre PDVSA et du report réglementaire.

Exercice prenant fin le 31 mars (en millions de dollars)	2007-2008	Incidence du règlement de la poursuite contre PDVSA et du report réglementaire	2007-2008, sauf le règlement de la poursuite contre PDVSA et le report réglementaire
Ventes d'énergie dans la province	**1,237$**	(30)$	1,267$
Ventes d'énergie à l'extérieur de la province	**196**	–	196
Gain lié à l'évaluation à la valeur de marché de la créance à long terme	**93$**	93$	–
Produits divers	**99**	29	70
Transport	**87**	–	87
Total des produits	**1,712$**	92$	1,620$
Charges de combustible et d'achats d'électricité	**585**	–	585
Charges de transport	**85**	–	85
Exploitation, entretien et administration	**397**	–	397
Report réglementaire	**73**	75	(2)
Amortissement et déclassement	**216**	(9)	225
Impôts	**43**	–	43
Total des dépenses d'exploitation	**1,399$**	66$	1,333$
Bénéfice avant les frais de financement et les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**313$**	26$	$287
Frais de financement	**175**	(3)	178
Bénéfice avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**138$**	29$	109$
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**49**	10	39
Bénéfice net	**89$**	19$	70$

Les aspects suivants du règlement de la poursuite et du report réglementaire ont eu une incidence sur le bénéfice avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices :

- un gain de 93 millions de dollars lié à l'évaluation à la valeur de marché de la créance à long terme;
- une augmentation de 29 millions de dollars des produits divers reliée au port d'une partie de l'élément en espèces reçu pour compenser la radiation passée du système de livraison du combustible de Coleson Cove;



- une réduction de 9 millions de dollars à l'amortissement par la réduction du coût de l'actif de la centrale de Coleson Cove à la suite du règlement de la poursuite contre PDVSA;

atténués par :

- un report de 75 millions de dollars pour remettre aux clients les avantages du règlement de la poursuite d'une façon échelonnée sur 17 ans pour que la réduction des frais fixes puisse être à l'avantage des mêmes clients qui ont payé la remise à neuf de Coleson Cove;
- une réduction de 30 millions de dollars aux recettes dans la province puisque la demande d'augmentation des tarifs a été réduite de 9,6 % à 6,4 % à la suite du règlement de la poursuite contre PDVSA.

La seule incidence sur le bénéfice net du règlement de la poursuite contre PDVSA en 2007-2008 avait trait aux produits divers. Les autres incidences ont été réduites à zéro au moyen du report réglementaire.

Politiques comptables critiques

Modification aux politiques comptables – Instruments financiers

Le 1er avril 2007, le groupe d'Énergie NB a adopté les chapitres suivants du Manuel de l'Institut canadien des comptables agréés (ICCA) : chapitre 3855, ***Instruments financiers – comptabilisation et évaluation***, chapitre 1530, ***Résultat étendu***, chapitre 3865, ***Couverture***, chapitre 3861, ***Instruments financiers – informations à fournir et présentation***, chapitre 3251, ***Capitaux propres***. Voir les notes 4 et 5 des états financiers cumulés.

Ayant adopté ces nouvelles normes, le groupe d'Énergie NB doit présenter la juste valeur de ses instruments financiers, même dans des situations où la comptabilité de couverture est permise. Avant l'adoption de ces normes, seuls les instruments financiers où le groupe d'Énergie NB n'avait pas le droit d'utiliser la comptabilité de couverture, ou bien où elle choisissait de ne pas s'en servir, était présentés à leur juste valeur. Les changements touchant ces valeurs ont une incidence directe sur le bénéfice.

Conformément à ses conventions et objectifs d'achat à terme, le groupe d'Énergie NB souscrit des instruments financiers dérivés à des fins de gestion de certains risques sous-jacents. Le groupe constitue une documentation en bonne et due forme à l'égard de toutes les relations existant entre les instruments de couverture et les éléments couverts ainsi qu'à l'égard des objectifs et de la stratégie de couverture sous-tendant les diverses opérations de couverture. Dans le cadre de ce processus, chaque instrument dérivé est lié à un actif ou à un passif du bilan ou à une opération prévue donnée.

L'état cumulé des autres éléments du résultat étendu et l'état du cumul des autres éléments du résultat étendu sont de nouveaux états financiers requis par l'adoption de ces normes de l'ICCA sur les instruments financiers. La catégorie des autres éléments du résultat étendu permet de noter de façon temporaire des gains et pertes non comptabilisés qui paraissent au bilan mais qui n'ont aucune incidence sur l'état de l'exploitation.

Les gains et pertes non comptabilisés qui se trouvent au tableau suivant représentent la différence entre la valeur marchande et le prix à terme au 31 mars 2008. Ces valeurs n'indiquent pas nécessairement le gain réel ou la perte réelle à comptabiliser au bénéfice au moment du règlement des contrats à terme associés. La valeur des gains et des pertes comptabilisés sera calculée à la date de règlement.

Tout simplement, la plupart des contrats à terme sont maintenus jusqu'à la maturité. C'est pourquoi les gains et pertes non comptabilisés à l'état du cumul des autres éléments du résultat étendu paraîtront à l'avenir à l'état des bénéfices en tant que charge ou crédit porté au combustible et aux achats d'énergie à un coût équivalent au prix contractuel.

Voici les incidences de ces modifications aux politiques comptables sur les états financiers de l'exercice prenant fin le 31 mars 2008 et à cette date :

Incidences des modifications aux politiques comptables sur les états financiers de l'exercice prenant fin le 31 mars 2008 et à cette date	Augmentation (diminution) (en millions de dollars)
Bilan	
Fonds de déclassement de la centrale nucléaire et de gestion du combustible épuisé	32$
Créance à long terme	93
Actif dérivé	62
Passif dérivé	30
Future paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices – autres éléments du résultat étendu	22
Autres éléments du résultat étendu	
Other comprehensive income	50
Accumulated other comprehensive income	42

PRINCIPALES ESTIMATIONS COMPTABLES

Amortissement

Le groupe d'entreprises Énergie NB a un processus d'examen de l'amortissement par lequel la durée de vie des principales catégories d'éléments actifs est examinée aux cinq ans, ou plus souvent selon les circonstances. Ces examens comprennent l'inspection matérielle de l'élément d'actif et l'examen des dossiers d'entretien et de mise hors service, de la désuétude technologique et des pratiques dans l'industrie. En 2007-2008, une firme indépendante a entrepris un examen de l'amortissement des principales catégories d'actif. L'étude a confirmé que les pratiques, les politiques et les taux utilisés par le groupe d'Énergie NB relativement à l'amortissement sont raisonnables et se conforment aux pratiques acceptées en matière d'amortissement. Les résultats du volet de l'étude de l'amortissement relatif à Distribution Énergie NB ont été mis en application en 2007-2008. La direction compte mettre en application les recommandations relatives aux autres entreprises d'exploitation en 2008-2009. Les estimations actuelles de la vie utile des éléments d'actif sont présentées à la note 4(c) des états financiers.

Les dépenses d'amortissement pour l'exercice se terminant le 31 mars 2008 sont de 197 millions de dollars, comparativement à 202 millions de dollars en 2007.

Déclassement de la centrale et gestion du combustible nucléaire (obligations relatives à la mise hors service des éléments d'actif)

Une obligation relative à la mise hors service des éléments d'actif est une obligation juridique associée à la mise hors service d'un élément d'actif ayant une longue vie utile. Le groupe d'Énergie NB respecte la norme de l'Institut canadien des comptables agréés concernant les obligations relatives à la mise hors service des éléments d'actif. En vertu de cette norme, il faut reconnaître la valeur actuelle nette de ce passif au moment de créer l'actif. Les principales hypothèses sur lesquelles sont basées les charges sont communiquées dans la note 22 des états financiers. Ces hypothèses sont mises à jour à intervalles réguliers. La plupart des obligations relatives à la mise hors service du groupe d'Énergie NB ont trait à Énergie nucléaire NB.

Le groupe d'Énergie NB a aussi établi un fonds en fiducie conformément à la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire*. La *Loi* exige que les principaux propriétaires de combustible nucléaire épuisé au Canada établissent des fonds en fiducie pour payer la gestion à long terme du combustible nucléaire épuisé. En juin 2007, le gouvernement du Canada a annoncé sa décision d'accepter le plan d'élimination à long terme proposé par la Société de gestion des déchets nucléaires. Les besoins de financement connexes ne sont pas encore finalisés. Entre temps, la *Loi* exige que le groupe contribue 4 millions de dollars par an. Un autre versement de 125 millions de dollars a été fait en 2007-2008. Voir la note 15 aux états financiers cumulés.

Les dépenses liées au déclassement des centrales thermiques et de la centrale nucléaire pour l'exercice se terminant le 31 mars 2008 sont de 19 millions de dollars, comparativement à 18 millions de dollars en 2007.

Futurs avantages sociaux

Les employés du groupe d'entreprises Énergie NB cotisent au régime de retraite à prestations déterminées du gouvernement du Nouveau-Brunswick (voir la note 19 aux états financiers). Le groupe a également un programme d'allocation de retraite et parfois des coûts liés à la retraite anticipée (voir la note 23).

Produits non facturés

Comme le groupe d'entreprises Énergie NB facture les clients résidentiels et de l'usage général de façon cyclique, les produits découlant de l'énergie fournie mais non facturée à la fin de chaque exercice sont estimés et inscrits. Cette estimation s'appuie sur les relevés aux sous-stations et sur les tarifs moyens. Les produits constatés au 31 mars 2008 étaient de 46 millions de dollars, en comparaison à 33 millions de dollars en 2007.

Frais généraux liés aux projets d'immobilisations

Comme on l'indique dans la note 4(c) des états financiers, la Corporation ajoute des frais généraux aux projets d'immobilisations pour tenir compte des coûts indirects se rattachant à l'administration et à d'autres dépenses. Le montant des frais généraux imputés aux projets d'immobilisations au cours de l'exercice se terminant le 31 mars 2008 est de 20 millions de dollars, en comparaison à 11 millions de dollars en 2007.

Créance à long terme

Comme il est décrit à la note 7 aux états financiers, au 31 mars 2008 le groupe avait une créance à long terme de 218 millions de dollars qui représente un engagement à livrer du combustible à l'avenir.

Les états financiers combinés de la Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick (la « Corporation ») ont été dressés par la direction, qui est responsable de l'intégrité, de l'exactitude et de la justesse des données. Les principes comptables qui sont appliqués dans les états financiers sont ceux généralement reconnus au Canada. Les données financières présentées dans le rapport annuel sont conformes aux états financiers.

Des systèmes de contrôle interne et des procédures de soutien sont en vigueur afin de garantir l'autorisation des transactions, la protection des biens et la mise à jour des dossiers. Parmi ces contrôles et procédures, notons ce qui suit :

- la protection du système et divers contrôles financiers;
- des normes de qualité pour le recrutement et la formation des employés;
- un code de conduite;
- une structure organisationnelle qui permet une division claire des responsabilités;
- la responsabilisation en matière de rendement;
- la communication des politiques et des lignes directrices au sein de la Corporation.

Les contrôles internes sont analysés et évalués par des programmes de vérification qui sont soigneusement examinés par des vérificateurs externes.

La responsabilité finale des états financiers incombe au conseil d'administration. Le conseil est aidé en ça par le comité de vérification, qui analyse les recommandations des vérificateurs internes et externes en vue d'améliorer le contrôle interne et les mesures prises par la direction pour mettre en oeuvre les recommandations émises. Afin de remplir ses obligations et ses responsabilités, le comité de vérification se réunit régulièrement avec la direction et avec les vérificateurs internes et externes afin d'examiner la portée et le calendrier de leurs vérifications respectives, d'analyser leurs conclusions et de s'assurer qu'ils ont bien accompli leur mission. Le comité de vérification analyse les états financiers et les recommande au conseil d'administration afin qu'il les approuve.

Les vérificateurs externes de la Corporation, Deloitte & Touche LLP, ont procédé à un examen indépendant des états financiers selon les normes de vérification généralement reconnues au Canada, en effectuant les tests et les procédures qu'ils jugeaient nécessaires pour exprimer leur opinion dans le cadre du rapport des vérificateurs. Les vérificateurs externes disposent de toute la latitude nécessaire pour s'adresser au comité de vérification afin de discuter de leur vérification et de leurs conclusions relativement à l'intégrité des rapports financiers de la Corporation et à l'exactitude des systèmes de contrôle interne.

Le président-directeur général,

David D. Hay

Le 23 juillet 2008

La vice-présidente, Finances,

Sharon MacFarlane

À l'honorable Herménégilde Chiasson,
Lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick,
Fredericton (Nouveau-Brunswick)

Monsieur,

Nous avons vérifié le bilan cumulé de la Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick (la « Corporation ») au 31 mars 2008 et les états cumulés des résultats, des autres éléments du résultat étendu, du déficit, du cumul des autres éléments du résultat étendu et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Corporation. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers cumulés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Corporation au 31 mars 2008 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Deloitte & Touche LLP

Deloitte & Touche LLP
Comptables agréés
Saint John, NB

Le 23 juillet 2008

CORPORATION DE PORTEFEUILLE ENERGIE NOUVEAU-BRUNSWICK ÉTAT CUMULÉ DES RÉSULTATS POUR LES EXERCICES TERMINÉS LES 31 MARS (EN MILLIONS)

	2008	2007
Produits		
Ventes d'énergie		
À l'intérieur de la province (note 3)	**1,237$**	1,146$
À l'extérieur de la province (note 6)	**196**	215
Transport (note 3)	**87**	84
Produits divers	**99**	67
Gain lié à l'évaluation à la valeur de marché de la créance à long terme (note 7)	**93**	-
	1,712	1,512
Charges		
Combustible et achats d'énergie	**585**	560
Transport (note 3)	**85**	85
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	**397**	389
Amortissement et déclassement (notes 7 et 8)	**216**	220
Impôts (note 9)	**43**	49
Reports réglementaires (notes 3, 7 et 17)	**73**	-
	1,399	1,303
Bénéfice avant frais de financement et paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**313**	209
Frais de financement (notes 7 et 10)	**175**	180
Bénéfice avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**138**	29
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (note 11)	**49**	8
Bénéfice net	**89$**	21$

ÉTAT CUMULÉ DU DÉFICIT POUR LES EXERCICES TERMINÉS LES 31 MARS (EN MILLIONS)

	2008	2007
Déficit au début	**(96)$**	(107)$
Bénéfice net de l'exercice	**89**	21
Dividendes déclarés (notes 12 et 25)	**(11)**	(10)
Déficit à la fin	**(18)$**	(96)$

CORPORATION DE PORTEFEUILLE ÉNERGIE NOUVEAU-BRUNSWICK BILAN CUMULÉ
AUX 31 MARS (EN MILLIONS)

	2008	2007
Actif à court terme		
Trésorerie et placements à court terme (note 13)	**- $**	30$
Débiteurs (note 25)	**284**	227
Matières, fournitures et combustible	**189**	148
Charges payées d'avance	**8**	6
Tranche à court terme de la créance à long terme (note 7)	**90**	-
Tranche à court terme des actifs dérivés (note 26)	**59**	-
	630	411
Immobilisations corporelles (note 14)		
Terrains, bâtiments, installations et matériel, au coût	**6,882**	6,805
Moins : amortissement cumulé	**3,580**	3,400
	3,302	3,405
Actif à long terme		
Fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié (note 15)	**414**	241
Créance à long terme (note 7)	**217**	-
Actifs dérivés (notes 7 et 26)	**7**	-
Reports réglementaires (notes 3 et 17)	**2**	-
Autres placements (note 16)	**6**	6
	646	247
Autres actifs		
Paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**7**	11
Actif incorporel (note 18)	**22**	-
Frais du service de la dette reportés, moins les montants amortis	**12**	10
Prestations de retraite reportées (note 19)	**67**	67
	108	88
Actif total	**4,686$**	4,151$

Au Nom de La Corporation de Portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick

Le président intérimaire du conseil d'administration,

Francis McGuire

Président-directeur général,

David D. Hay

CORPORATION DE PORTEFEUILLE ENERGIE NOUVEAU-BRUNSWICK BILAN CUMULE
AUX 31 MARS (EN MILLIONS)

	2008	2007
Passif à court terme		
Dette à court terme (note 20)	**273$**	- $
Créditeurs et charges à payer (note 25)	**291**	260
Intérêts courus (note 25)	**45**	54
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 21)	**283**	345
Tranche à court terme des passifs dérivés (note 26)	**24**	-
Tranche à court terme des paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**12**	-
	928	659
Dette à long terme (note 21)		
Débentures	**2,891**	2,869
Passif reporté		
Déclassement des centrales et gestion du combustible nucléaire irradié (note 22)	**347**	317
Reports réglementaires (notes 3, 7 et 17)	**75**	-
Autres (note 23)	**78**	75
Passifs dérivés (note 26)	**6**	-
Paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**10**	-
	516	392
Capitaux propres		
Capital-actions (note 12)	**140**	140
Surplus d'apport	**187**	187
Cumul des autres éléments du résultat étendu	**42**	-
Déficit	**(18)**	(96)
	351	231
Total du passif et des capitaux propres	**4,686$**	4,151$

Engagements, éventualités et garanties (note 27)

CORPORATION DE PORTEFEUILLE ENERGIE NOUVEAU-BRUNSWICK ETAT CUMULE DES AUTRES ELEMENTS DU RESULTAT ETENDU
AUX 31 MARS (EN MILLIONS)

	2008	2007
Bénéfice net	**89$**	21$
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts (notes 4, 5 et 26)		
Gain net sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie[1]	**30**	-
Gain net lié à l'évaluation à la valeur de marché des fonds en fiducie au titre du combustible nucléaire[2]	**3**	-
Reclassement aux résultats de pertes sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie[3]	**17**	-
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts	**50**	-
Résultat étendu	**139$**	21$

ÉTAT DU CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU
AUX 31 MARS (EN MILLIONS)

	2008	2007
Cumul des autres éléments du résultat étendu, au début	**(8)$**	-$
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice (notes 4, 5, et 26)	**50**	-
Cumul des autres éléments du résultat étendu, à la fin	**42$**	-$

[1] Déduction faite des impôts de 16 M$ pour l'exercice terminé le 31 mars 2008
[2] Déduction faite des impôts de 1 M$ pour l'exercice terminé le 31 mars 2008
[3] Déduction faite des impôts de 9 M$ pour l'exercice terminé le 31 mars 2008

CORPORATION DE PORTEFEUILLE ENERGIE NOUVEAU-BRUNSWICK ETAT CUMULE DES FLUX DE TRESORERIE
POUR LES EXERCICES TERMINES LES 31 MARS (EN MILLIONS)

	2008	2007
Activités d'exploitation		
Bénéfice net de l'exercice	**89$**	21$
Montants imputés ou crédités à l'exploitation mais n'entraînant pas de sorties de fonds au cours de l'exercice (note 24)	**227**	217
	316	238
Paiements et revenus liés au fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié	**(141)**	(13)
Dépenses liées au déclassement	**(1)**	(3)
Frais du service de la dette reportés	**(3)**	(10)
Long-term receivable (Note 7 and 26)	**(93)**	-
Regulatory deferrals (Note 3 and 7)	**73**	-
Variation nette des soldes hors trésorerie du fonds de roulement	**(80)**	13
	71	225
Activités d'investissement		
Dépenses liées aux immobilisations corporelles, déduction faite du produit de la cession d'immobilisations et de la contribution de clients	**(409)**	(287)
Recouvrement de dépenses en immobilisations (note 7)	**86**	-
	(323)	(287)
Activités de financement		
Remboursement de la dette	**(445)**	(233)
Produit de l'émission de la dette à long terme	**405**	560
Augmentation (diminution) de la dette à court terme	**273**	(243)
Dividendes payés	**(11)**	(13)
	222	71
(Sorties) rentrées nettes	**(30)**	9
Trésorerie au début	**30**	21
Trésorerie à la fin	**-$**	30$

1. CONSTITUTION

Constitution

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (« Énergie NB ») a été constituée en société de la Couronne de la province du Nouveau-Brunswick en 1920, en vertu de la *Loi sur l'énergie électrique* du Nouveau-Brunswick.

Le 1er octobre 2004, la province du Nouveau-Brunswick a adopté la *Loi sur l'électricité*, qui a donné lieu à la réorganisation d'Énergie NB et à la restructuration du secteur de l'électricité au Nouveau-Brunswick. Énergie NB a poursuivi ses activités sous le nom de Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick (« Holding Énergie NB») et compte désormais quatre nouvelles filiales qui ont entrepris leurs activités à cette date. Ces filiales sont les suivantes :

- la Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick* (« Production Énergie NB »);
- la Corporation d'énergie nucléaire du Nouveau-Brunswick (« Énergie nucléaire NB »);
- la Corporation de transport Énergie Nouveau-Brunswick (« Transport Énergie NB »);
- la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick (« Distribution Énergie NB »).

* Comprend la New Brunswick Power Coleson Cove Corporation (« Coleson Cove ») et NB Coal Limited (« NB Coal »), constituées comme filiales de Production Énergie NB lors de la restructuration.

La *Loi sur l'électricité* a également donné lieu à la constitution de la Corporation financière de l'électricité du Nouveau Brunswick (la « Corporation financière »), une corporation de la Couronne et un mandataire de l'État ayant pour mandat la conversion et la répartition de la dette d'Énergie NB entre les filiales en exploitation appropriées, ainsi que la prise en charge et la réduction de la tranche restante de la dette d'Énergie NB.

La Loi sur l'électricité a également donné lieu à la création d'une corporation appelée l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (l'« Exploitant du réseau »), un organisme à but non lucratif dont le principal objectif est de diriger de façon distincte l'exploitation du marché de l'électricité et de maintenir l'adéquation et la fiabilité à long terme du réseau d'électricité.

2. MODE DE PRÉSENTATION

Les états financiers cumulés ci-joints ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent. Les états financiers cumulés comprennent les comptes de Holding Énergie NB et ceux de ses filiales, énumérées ci-dessus (collectivement, le « groupe Énergie NB » ou le « Groupe »).

3. RÉGLEMENTATION

Transport Énergie NB

La Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (la « CESP ») réglemente le tarif d'accès au réseau de transport (le « TART »), qui donne un accès non discriminatoire au réseau de transport aux producteurs et aux clients situés à l'intérieur et à l'extérieur de la province et génère des produits permettant au groupe Énergie NB d'exploiter et d'entretenir le réseau de transport.

La conception et la gestion du TART incombent à l'Exploitant du réseau. À ce titre, Transport Énergie NB émet des factures à l'Exploitant du réseau pour la majorité des besoins en revenus, que l'Exploitant du réseau perçoit au moyen du TART de divers clients de charge et clients de distribution incluant Production Énergie NB, Énergie nucléaire NB et Distribution Énergie NB.

Les besoins en revenus de Transport Énergie NB sont fondés sur le coût des services rendus plus un taux de rendement autorisé de 9,5 % établi selon une structure du capital réputée être constituée de 65 % de titres d'emprunt et de 35 % de titres de participation.

Des actifs ou passifs réglementaires pourraient découler du processus d'établissement des tarifs. Les actifs réglementaires représentent les produits futurs attribuables à certains coûts, engagés au cours de la période visée ou des périodes antérieures et que l'on prévoit recouvrer des clients au cours des périodes ultérieures grâce au processus d'établissement des tarifs. Les passifs réglementaires représentent les futures baisses ou restrictions d'augmentation des produits imputables aux montants que l'on prévoit rembourser aux clients. Au 31 mars 2008, Transport Énergie NB affichait un actif réglementaire lié à la provision pour fonds utilisés durant la construction.

La CESP permet que la provision pour fonds utilisés pendant la construction soit capitalisée mensuellement en ce qui a trait aux projets d'immobilisations selon le coût moyen pondéré du capital de Transport Énergie NB. Cette provision est prise en compte dans le coût des immobilisations corporelles aux fins de l'information financière, et elle est amortie sur les périodes futures comme partie intégrante du coût total de l'actif correspondant. Comme cette provision comprend non seulement une composante intérêts mais aussi une composante liée au coût des capitaux propres, elle excède le montant qui peut être inscrit à l'actif dans des circonstances semblables lorsque les tarifs ne sont pas réglementés.

Il est prévu que l'amortissement futur des immobilisations corporelles prenant en compte une provision pour fonds utilisés pendant la construction sera recouvrable à même le TART. Cependant, le recouvrement attendu ou la probabilité de recouvrement sont touchés par les décisions de la CESP en ce qui concerne les besoins en revenus de Transport Énergie NB.

Distribution Énergie NB
Distribution Énergie NB est réglementée en vertu d'un système de plafonnement des tarifs selon lequel les majorations moyennes annuelles des tarifs qui sont supérieures à trois pour cent ou au pourcentage de variation de l'indice moyen des prix à la consommation, selon le montant le plus élevé, sont assujetties à l'approbation réglementaire de la CESP.

Des actifs ou passifs réglementaires pourraient découler du processus d'établissement des tarifs. Les actifs réglementaires représentent les produits futurs attribuables à certains coûts, engagés au cours de la période visée ou des périodes antérieures et que l'on prévoit recouvrer des clients au cours des périodes ultérieures grâce au processus d'établissement des tarifs. Les passifs réglementaires représentent les futures baisses ou restrictions d'augmentation des produits imputables aux montants que l'on prévoit rembourser aux clients.

Au 31 mars 2008, Distribution Énergie NB avait un passif réglementaire lié au règlement de sa poursuite contre PDVSA (se reporter à la note 7). Ce passif réglementaire a été approuvé par la CESP en août 2007. Le compte de report a pour but de permettre un reflet en temps utile des avantages nets du règlement de la poursuite contre PDVSA sous forme de réduction des tarifs facturés aux clients. Plus précisément, les avantages prévus du règlement, lesquels seront réalisés sur la durée de vie restante de la centrale de Coleson Cove évaluée à 23 ans, seront accumulés dans ce compte de report. Les avantages prévus accumulés seront crédités aux clients en versements étalés sur 17 ans, tel qu'il a été approuvé par la CESP.

Distribution Énergie NB a également un actif réglementaire lié à la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. Ce compte de report réglementaire a été créé par suite de l'adoption de la législation liée à la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. Ce compte de report sert à inscrire les coûts non incorporables habituels (déduction faite de tout produit) et le coût d'achat de l'énergie de remplacement qui sont facturés à Distribution Énergie NB par Énergie nucléaire NB et Production Énergie NB, respectivement, durant la période de remise à neuf. Les montants seront recouvrés auprès des clients par Distribution Énergie NB sur la durée de vie utile de la centrale de Point Lepreau remise à neuf, et seront reflétés dans les frais, tarifs et droits que demande Distribution Énergie NB aux clients.

4. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

A. Trésorerie et placements à court terme
La trésorerie et les placements à court terme représentent les soldes auprès de banques et les placements dans des instruments du marché monétaire.

B. Matières, Fournitures Et Combustible
Les stocks de matières, de fournitures et de combustible, sauf le combustible nucléaire, sont évalués au coût moyen. Les stocks de combustible nucléaire sont évalués au coût selon la méthode du premier entré, premier sorti.

C. Immobilisations corporelles
Le coût des ajouts aux immobilisations corporelles comprend le coût initial des services de sous-traitance, de la main-d'œuvre directe et du matériel, les intérêts et les provisions pour les fonds utilisés pendant la construction et les frais indirects d'administration et autres frais liés aux projets d'immobilisations, moins les crédits pour la valeur de l'électricité produite pendant la période de mise en service et les contributions des clients.

Les immobilisations corporelles comprennent aussi la valeur actualisée des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à l'égard du stockage du combustible nucléaire irradié et au déclassement des centrales thermiques et nucléaire. Les intérêts engagés durant la construction sont capitalisés mensuellement pour les projets d'investissement d'après le coût des emprunts à long terme, à l'exception de Transport Énergie NB, pour laquelle les provisions pour les fonds utilisés pendant la construction sont capitalisées mensuellement pour les projets d'investissement en fonction du coût moyen pondéré du capital.

Les contributions aux frais de construction, qui comprennent les montants reçus des clients ainsi que les subventions pour la recherche et le développement relativement aux nouvelles installations, sont portées en diminution du coût des actifs connexes.

Le coût des actifs du réseau de distribution mis hors service, moins le démontage et la récupération, est porté au débit de l'amortissement cumulé, comme le juge approprié la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick (maintenant la CESP).

La Corporation calcule l'amortissement de tous les actifs à des taux permettant d'amortir leur coût, déduction faite de la valeur de récupération prévue, sur leur durée d'utilisation prévue. La durée d'utilisation prévue des immobilisations est analysée périodiquement, et toute révision est appliquée prospectivement. Tous les actifs sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire.

Les principales catégories d'immobilisations corporelles sont amorties suivant leur durée d'utilisation estimative comme suit :

Actifs	Années
Centrales électriques	
Centrale nucléaire	29
Centrales hydroélectriques	de 35 à 100
Centrales thermiques	de 25 à 35
Centrales à turbine à combustion	25
Réseau de transport	de 45 à 60
Postes et sous-stations	de 25 à 60
Réseau de distribution	de 16 à 40
Bâtiments	de 40 à 50
Système de communication et systèmes informatiques	de 3 à 15
Matériel minier	ce 20 à 35
Véhicules	de 3 à 18

Le Groupe procède à un test de dépréciation de ses immobilisations corporelles lorsque le contexte indique que la valeur des flux de trésorerie nets futurs estimatifs non actualisés pourrait être inférieure à la valeur comptable nette des actifs. Si la valeur des flux de trésorerie futurs estimatifs prévus non actualisés est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur équivalant au montant de l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur est constatée.

D. Actif incorporel
Les actifs incorporels sont inscrits au bilan, au coût, et sont amortis sur leur durée de vie utile estimative.

E. Opérations de change
Les actifs et passifs monétaires libellés en monnaie étrangère sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la date du bilan, sauf lorsque ces éléments ont été couverts au moyen de l'acquisition d'un contrat de change à terme, auquel cas le taux fixé en vertu du contrat est utilisé pour la conversion. Les gains et les pertes de change découlant de la conversion sont inscrits dans les résultats.

F. Dette à long terme
La dette à long terme est inscrite au bilan, au coût. La juste valeur estimative de cette dette est présentée dans les notes complémentaires et elle est établie en fonction de la valeur de marché ou des estimations de cette valeur fondées sur des titres d'emprunt assortis de conditions et d'échéances analogues. Il est à noter toutefois que la juste valeur estimative n'inclut pas les coûts qui seraient engagés pour échanger ou rembourser la dette.

G. Frais du service de la dette reportés
Le groupe Énergie NB amortit les escomptes et les primes sur débentures ainsi que les intérêts reportés ayant trait au financement de la dette sur la durée des émissions concernées.

H. Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Centrales nucléaire et thermiques
Afin de pourvoir aux coûts estimatifs futurs relatifs au stockage permanent du combustible nucléaire irradié et au déclassement des centrales thermiques et nucléaire pour que les emplacements ne soient plus, par conséquent, assujettis à un usage restreint, le groupe Énergie NB constate ces passifs en tenant compte de la valeur temporelle de l'argent.

Les coûts suivants ont été comptabilisés comme passif au 31 mars 2008 :

- la valeur actualisée estimative des coûts fixes des activités de gestion du combustible nucléaire irradié qui doivent être engagés quel que soit le volume de combustible irradié et la valeur actualisée estimative des coûts variables des activités de gestion du combustible nucléaire irradié afin de tenir compte des volumes réels de combustible irradié jusqu'au 31 mars 2008;
- la valeur actualisée estimative des coûts de déclassement des centrales thermiques et nucléaire à la fin de leur durée de vie utile.

Le passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié est augmenté pour tenir compte des grappes de combustible nucléaire utilisées chaque année, et les montants correspondants sont comptabilisés comme frais de combustible à l'état des résultats.

Les passifs liés à la gestion du combustible nucléaire irradié et au déclassement des centrales thermiques et nucléaire sont augmentés pour refléter l'écoulement du temps par le calcul de la désactualisation des passifs. La charge de désactualisation est calculée au moyen du taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit du Groupe et est incluse dans la charge d'amortissement.

Les coûts futurs prévus sont établis d'après des études détaillées qui tiennent compte de diverses hypothèses sur les moyens et l'échéancier à adopter pour le démantèlement des centrales thermiques et nucléaire, du coût du transport des matières nucléaires vers des installations de stockage permanent et des estimations des taux d'inflation futurs.

Les charges engagées de façon régulière à l'égard de la gestion du combustible nucléaire irradié et du déclassement des centrales thermiques et nucléaire sont imputées aux comptes du passif reporté.

Étant donné les progrès technologiques potentiels en matière de déclassement et de gestion du combustible nucléaire irradié, et les diverses hypothèses et estimations inhérentes aux calculs, le Groupe met périodiquement ses calculs à jour.

Conformément à la Loi sur les déchets de combustible nucléaire, laquelle est entrée en vigueur en novembre 2002, la Société de gestion des déchets nucléaires a été créée afin de préparer et d'examiner des solutions de rechange et de présenter des recommandations pour la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. Les recommandations de la Société de gestion des déchets nucléaires ont été présentées au gouvernement fédéral en novembre 2005. En juin 2007, le gouvernement du Canada a annoncé sa décision d'accepter la proposition de la Société de gestion des déchets nucléaires. La proposition cadrait avec la méthode qu'utilisait le groupe Énergie NB pour calculer son passif.

Centrales hydroélectriques
Le Groupe n'a pour l'instant aucunement l'intention de déclasser ses centrales hydroélectriques et n'en a pas l'obligation juridique. Grâce à des travaux d'entretien ou de remise à neuf, il est prévu que les actifs seront utilisés dans un avenir prévisible. Aucune date de mise hors service ne peut donc être déterminée et, par conséquent, aucune estimation raisonnable de la juste valeur de toute obligation connexe liée à la mise hors service d'immobilisations ne peut être faite actuellement. Si, à une date ultérieure, il devient possible de faire une estimation de la juste valeur des coûts de mise hors service des actifs que le Groupe a l'obligation juridique de mettre hors service, une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations sera constatée à ce moment.

Actifs des réseaux de transport et de distribution
Le groupe Énergie NB prévoit utiliser la majeure partie de ses actifs des réseaux de transport et de distribution pour une durée indéterminée. Aucune date de mise hors service ne peut donc être déterminée et, par conséquent, aucune estimation raisonnable de la juste valeur de toute obligation connexe liée à la mise hors service d'immobilisations ne peut être faite actuellement. Si, à une date ultérieure, il devient possible de faire une estimation de la juste valeur des coûts de mise hors service des actifs que le Groupe a l'obligation juridique de mettre hors service, une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations sera constatée à ce moment.

I. Régimes de retraite

Les salariés du groupe Énergie NB, à l'exception des salariés de NB Coal, souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la province du Nouveau-Brunswick. Ce régime interentreprises, à prestations déterminées, offre des pensions établies d'après le nombre d'années de service et la moyenne des cinq années consécutives où les gains ont été le plus élevés. Les prestations de retraite versées s'accroissent chaque année selon l'indice des prix à la consommation, jusqu'à un maximum de 5 % ou de 6 % selon la date du départ à la retraite. Le Groupe et ses salariés versent des cotisations au régime comme le stipulent la *Loi sur la pension de retraite dans les services publics* et ses règlements. NB Coal maintient un régime complémentaire de retraite à prestations déterminées pour ses employés.

L'évolution future des niveaux de rémunération a une incidence sur le montant des avantages sociaux futurs des deux régimes de retraite et, par conséquent, la méthode de répartition des prestations au prorata des années de service a été utilisée pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées. Le rendement prévu de l'actif du régime de retraite est fondé sur la juste valeur de cet actif. Les gains et les pertes actuariels excédant 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la juste valeur de l'actif du régime de retraite au début de l'exercice, selon le montant le plus élevé, sont amortis sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active du groupe de salariés. L'actif transitoire (la juste valeur de marché de l'actif du régime de retraite moins l'obligation au titre des prestations constituées, comme il a été déterminé le 1er avril 2000) est également amorti sur la durée moyenne du reste de la carrière active du groupe de salariés.

J. Allocations de retraite

Le groupe Énergie NB a constitué, pour les salariés, un régime d'allocations de retraite qui prévoit un règlement forfaitaire d'une semaine de paie, jusqu'à concurrence de 26 semaines, pour chaque année complète de service continu. Des calculs actuariels servent à déterminer le montant des obligations du Groupe au titre des allocations de retraite. La méthode actuarielle utilisée fait appel aux hypothèses les plus probables de la direction pour déterminer la valeur actualisée de l'obligation au titre des allocations de retraite constituées d'après une projection des salaires et des traitements jusqu'à la date prévue du départ à la retraite. La valeur actuarielle des obligations au titre des allocations de retraite constituées pour services passés est amortie selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active du groupe de salariés.

K. Régimes de retraite anticipée

La valeur actualisée des coûts estimatifs futurs des régimes de retraite anticipée est imputée aux résultats dans l'exercice où les programmes sont acceptés par les salariés, sans tenir compte de la date à laquelle les versements sont réellement effectués.

L. Produits

Le groupe Énergie NB constate les produits lorsqu'il existe une preuve convaincante qu'un accord a été conclu, que la livraison a eu lieu, que le prix demandé à l'utilisateur est déterminé ou déterminable et que le recouvrement est raisonnablement assuré. Les factures à la clientèle résidentielle, à la clientèle de l'usage général et à la majeure partie de la clientèle industrielle sont établies mensuellement sur une base cyclique. La clientèle de transport industriel et la clientèle à l'extérieur de la province reçoivent une facture à la fin de chaque mois. Les produits afférents à des éléments non facturés à la fin d'une période comptable sont estimés et inscrits aux comptes.

M. Dérivés

Conformément à ses conventions et objectifs d'achat à terme, le groupe Énergie NB souscrit des instruments financiers dérivés à des fins de gestion de certains risques sous-jacents. Le Groupe constitue une documentation en bonne et due forme à l'égard de toutes les relations existant entre les instruments de couverture et les éléments couverts ainsi qu'à l'égard des objectifs et de la stratégie de couverture sous-tendant les diverses opérations de couverture. Dans le cadre de ce processus, chaque instrument dérivé est lié à un actif ou à un passif du bilan ou à une opération prévue donnée.

La juste valeur des instruments dérivés admissibles à la comptabilité de couverture de flux de trésorerie est constatée au bilan. La partie efficace des variations de la juste valeur du dérivé désigné comme couverture est comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu [se reporter à la note 4 n)] tandis que la partie inefficace est constatée dans les résultats. Lorsque l'instrument de couverture est vendu, résilié ou cesse d'être efficace avant l'échéance, la comptabilité de couverture est abandonnée prospectivement et tout gain ou perte comptabilisé précédemment dans les autres éléments du résultat étendu est immédiatement constaté dans le bénéfice net.

N. Instruments financiers

Les actifs et les passifs financiers sont initialement constatés à la juste valeur et leur évaluation ultérieure dépend de leur classement dans l'une des catégories suivantes :

- Détenus à des fins de transaction;
- Disponibles à la vente;
- Prêts et créances;
- Autres passifs;

Leur classement est fonction de l'objectif de l'émission ou de l'acquisition des instruments financiers, de leurs caractéristiques et de leur désignation par le Groupe.

Détenus à des fins de transaction

Les actifs financiers détenus à des fins de transaction sont des actifs financiers généralement acquis en vue d'être revendus avant leur échéance ou désignés comme détenus à des fins de transaction. Ils sont évalués à la juste valeur à la date de clôture. Les fluctuations de la juste valeur, y compris les intérêts gagnés et les intérêts courus, les gains et les pertes réalisés à la cession ainsi que les gains et les pertes non réalisés, sont inclus dans le bénéfice net. La trésorerie, les placements à court terme, la créance à long terme liée à du combustible non livré, et les actifs et les passifs dérivés, sont classés comme détenus à des fins de transaction.

Les passifs financiers désignés comme détenus à des fins de transaction correspondent aux passifs financiers non dérivés que le groupe Énergie NB décide de désigner, au moment de la comptabilisation initiale, comme des instruments qu'elle comptabilisera par la suite à la juste valeur dans les intérêts débiteurs. Ces passifs financiers sont comptabilisés selon la même méthode que les actifs financiers détenus à des fins de transaction. Le Groupe n'a désigné aucun passif financier non dérivé comme détenu à des fins de transaction.

Disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente correspondent aux actifs financiers non dérivés désignés comme disponibles à la vente, ou qui ne sont pas classés comme prêts et créances ou comme des placements détenus jusqu'à leur échéance ou détenus à des fins de transaction. Sauf pour les exceptions qui suivent, les actifs financiers disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur et les gains et les pertes non réalisés sont inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu jusqu'à leur réalisation. Le gain cumulatif ou la perte cumulative est alors transféré au bénéfice net. Les fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible irradié sont classés comme disponibles à la vente.

Les actifs financiers disponibles à la vente pour lesquels aucun cours n'est disponible sur un marché actif sont comptabilisés au coût.

Les intérêts sur les actifs financiers disponibles à la vente portant intérêt sont calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Prêts et autres créances

Les prêts et autres créances sont comptabilisés au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Autres passifs

Les autres passifs sont comptabilisés au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif et incluent tous les passifs financiers, autres que les instruments dérivés.

Méthode du taux d'intérêt effectif et coûts de transaction

Le groupe Énergie NB utilise la méthode du taux d'intérêt effectif pour constater les intérêts créditeurs ou les intérêts débiteurs, ce qui inclut les coûts de transaction, les frais, les primes et les escomptes gagnés ou engagés relativement aux instruments financiers. Les coûts de transaction liés aux instruments détenus à des fins de transaction sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés.

O. Special payments in lieu of taxes

Le groupe Énergie NB, à l'exception de NB Coal, est tenu, en vertu de la Loi sur l'électricité, de faire des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts à la Corporation financière. Le total des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts se compose de ce qui suit :

- une composante impôts sur les bénéfices en fonction du bénéfice comptable net multiplié par un taux de 34,47 % pour l'exercice terminé le 31 mars 2008, comparativement à 35,12 % pour l'exercice terminé le 31 mars 2007;
- une composante impôts sur le capital fondée sur les règles fiscales des grandes sociétés qui font partie de la Loi de l'impôt sur le revenu du Nouveau-Brunswick;
- les paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les autres éléments du résultat étendu en fonction d'un taux de 34,47 % pour l'exercice terminé le 31 mars 2008.

Le Groupe constate également l'économie au titre de paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices résultant de pertes d'une période lorsqu'il est plus probable qu'improbable qu'un bénéfice suffisant sera généré dans des périodes ultérieures pour contrebalancer les pertes engagées antérieurement.

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sont calculés séparément pour chacune des entreprises.

P. Consolidation des entités à détenteurs de droits variables

Le groupe Énergie NB possède plusieurs droits variables sous forme de contrats d'achat d'énergie avec des sociétés tierces. Le Groupe n'a pas consolidé les résultats financiers de ces entités tierces. Il a été déterminé que, pour tous les contrats en question mis à part un de ceux-ci, un montant négligeable de variabilité est absorbé par le Groupe relativement aux contrats visés et que, par conséquent, la consolidation n'est pas de mise.

Il existe un contrat d'achat d'énergie concernant l'achat de toute la capacité et l'énergie électrique produites par une installation de coproduction de 90 MW dont la production a commencé en décembre 2004. Pour l'exercice terminé le 31 mars 2008, les achats effectués en vertu de ce contrat se sont élevés à 55 millions de dollars, comparativement à 56 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 mars 2007. Conformément à l'exception du champ d'application du paragraphe 4 g) de la note d'orientation concernant la comptabilité no 15 (la « NOC-15 »), le Groupe a déployé des efforts exhaustifs pour obtenir l'information visant à déterminer si la société tierce est une entité à détenteurs de droits variables ou non. Le Groupe n'a pas été en mesure d'obtenir l'information en question et, par conséquent, il n'a pu déterminer si la société tierce est une entité à détenteurs de droits variables. Le Groupe n'a donc pas consolidé les résultats financiers de cette entité tierce.

Q. Utilisation d'estimations

La préparation des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus exige que la direction fasse des estimations et établisse des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés au titre de l'actif et du passif à la date des états financiers ainsi que sur les montants inscrits au titre des produits et des charges au cours de la période considérée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Il y a lieu de se reporter à :

- la note 8 relativement à l'estimation de l'amortissement des immobilisations;
- la note 17 relativement à l'estimation des reports réglementaires;
- la note 19 relativement à l'estimation des prestations de retraite reportées;
- la note 22 relativement à l'estimation du déclassement des installations et aux obligations au titre de la gestion du combustible irradié;
- la note 23 quant à l'estimation des passifs reportés – autres.

5. MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Instruments financiers

En 2007 et 2008, le groupe Énergie NB a adopté les recommandations suivantes du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* :

a) Le chapitre 3855, intitulé « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation ». Ce chapitre établit les normes de comptabilisation et d'évaluation des instruments financiers figurant au bilan et les normes de présentation des gains et des pertes dans les états financiers. En vertu de la nouvelle norme, les actifs et les passifs financiers sont initialement comptabilisés à la juste valeur. Par la suite, les instruments financiers classés comme des actifs ou des passifs financiers détenus à des fins de transaction, les actifs financiers disponibles à la vente et les instruments financiers dérivés, qu'ils fassent ou non partie d'une relation de couverture, doivent être évalués à la juste valeur dans le bilan à chaque date de clôture, tandis que les autres instruments financiers sont mesurés au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

b) Le chapitre 1530, intitulé « Résultat étendu ». Ce chapitre énonce des recommandations à l'égard de l'information à fournir et de la présentation concernant le résultat étendu et ses composantes. Le résultat étendu correspond à la variation des capitaux propres découlant d'opérations et d'autres événements et circonstances sans rapport avec les actionnaires. Ces opérations et ces événements incluent les gains et les pertes non réalisés à la suite des fluctuations de la juste valeur des placements classés comme disponibles à la vente ainsi que les variations des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie.

c) Le chapitre 3865, intitulé « Couvertures ». Ces recommandations donnent de l'information additionnelle par rapport aux indications énoncées dans la note d'orientation concernant la comptabilité no 13 (la « NOC 13 »), intitulée « Relations de couverture ». Ce chapitre décrit à quel moment et de quelle manière la comptabilité de couverture peut être appliquée, en plus d'indiquer les informations à fournir. La comptabilité de couverture permet de comptabiliser les gains, les pertes, les produits et les charges découlant des instruments financiers dérivés au cours de la même période que ceux découlant de l'élément couvert sous-jacent.

d) Le chapitre 3861, intitulé « Instruments financiers – informations à fournir et présentation ». Ce chapitre établit des normes de présentation pour les instruments financiers et les dérivés non financiers, et précise quelles sont les informations à fournir à leur sujet.

e) Le chapitre 3251, intitulé « Capitaux propres ». Ce chapitre établit les normes de présentation des capitaux propres et des variations des capitaux propres au cours de la période considérée.

Le groupe Énergie NB a appliqué les modifications et a effectué les classements suivants :

- la trésorerie et les placements à court terme ainsi que les actifs et les passifs dérivés sont classés comme des « actifs financiers détenus à des fins de transaction » et sont évalués à la juste valeur;
- les débiteurs sont classés comme des « prêts et créances » et sont comptabilisés au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif;
- les fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible irradié sont classés comme des « actifs financiers disponibles à la vente » et sont évalués à la juste valeur;
- les créditeurs, les charges à payer, les autres passifs reportés, la dette à court terme et la dette à long terme sont classés comme « autres passifs » et sont évalués au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif;

Ces nouvelles normes ont été appliquées rétroactivement au 1er avril 2007, sans retraitement des chiffres de l'exercice précédent. Le tableau qui suit présente un sommaire des ajustements apportés au bilan cumulé au 1er avril 2007, lors de l'adoption des nouvelles normes.

Augmentation (diminution)	
Fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible irradié	12$
Paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices - autres éléments du résultat étendu (actif)	28
Passifs dérivés	5
Cumul des autres éléments du résultat étendu	53
Accumulated other comprehensive income (deficit)	(8)

Un sommaire de l'incidence de ces modifications de conventions comptables sur les états financiers de l'exercice terminé le 31 mars 2008 est présenté dans le tableau qui suit :

Bilan - augmentation (diminution)	
Fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible irradié	32$
Créance a long terme	93
Actifs dérivés	62
Passifs dérivés	30
Paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices - autres éléments du résultat étendu (passif)	22

Autres éléments du résultat étendu - augmentation (diminution)	
Autres éléments du résultat étendu	50
Cumul des autres éléments du résultat étendu	42

Modifications comptables futures

A) Stocks

En juin 2007, l'Institut Canadien des Comptables Agréés a publié le chapitre 3031, intitulé « Stocks », en remplacement du chapitre 3030, intitulé « Stocks ». Ce nouveau chapitre s'appliquera aux états financiers des exercices ouverts à partir du 1er janvier 2008. Par conséquent, le groupe Énergie NB adoptera les nouvelles normes pour son exercice débutant le 1er avril 2008. Le nouveau chapitre fournit davantage de directives sur les exigences en matière d'évaluation des stocks et sur les informations à fournir. Le Groupe évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ce nouveau chapitre sur ses états financiers cumulés.

B) Instruments financiers

En décembre 2006, l'Institut Canadien des Comptables Agréés a publié les chapitres suivants :

- Le chapitre 3862, intitulé « Instruments financiers – informations à fournir »;
- Le chapitre 3863, intitulé « Instruments financiers – présentation »;
- Le chapitre 1535, intitulé « Informations à fournir concernant le capital ».

Ces trois chapitres s'appliqueront aux états financiers des exercices ouverts à partir du 1er octobre 2007. Par conséquent, le groupe Énergie NB adoptera les nouvelles normes pour son exercice débutant le 1er avril 2008. Le chapitre 3862 sur les informations à fournir concernant les instruments financiers exige la présentation d'informations à l'égard de : a) l'importance des instruments financiers au regard de la situation financière et de la performance financière de l'entité; b) la nature et l'ampleur des risques découlant des instruments financiers auxquels est exposée l'entité. Le Groupe évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ce nouveau chapitre sur ses états financiers cumulés.

C) Normes internationales d'information financière

Le 13 février 2008, le Conseil des normes comptables du Canada a confirmé que l'utilisation des normes internationales d'information financière sera exigée à compter du 1er janvier 2011, de même que la présentation d'informations comparatives concernant l'exercice précédent. Par conséquent, le groupe Énergie NB adoptera les nouvelles normes pour son exercice débutant le 1er avril 2011. Bien que le cadre conceptuel des normes internationales d'information financière soit similaire à celui des principes comptables généralement reconnus du Canada, certaines méthodes comptables présentent des différences assez importantes pour nécessiter une attention particulière. Le Groupe évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ces nouvelles normes sur ses états financiers cumulés.

6. PRODUITS PROVENANT DE L'EXTÉRIEUR DE LA PROVINCE

En 2007-2008, les produits provenant de l'extérieur de la province comprennent des ventes de 64 millions de dollars à des clients aux États Unis, comparativement à 62 millions de dollars en 2006-2007 (déduction faite des gains et des pertes sur les contrats à terme). Les ventes aux clients canadiens se sont chiffrées à 132 millions de dollars en 2007-2008, comparativement à 153 millions de dollars en 2006 2007.

7. CREANCE A LONG TERME

Le 3 août 2007, le groupe Énergie NB est parvenu à une entente avec PDVSA. Le règlement de la poursuite, évalué à 333 millions de dollars, comprend les deux composantes suivantes :

- un produit en espèces de 115 millions de dollars[1], versé au moment de la signature;
- un montant de 218 millions de dollars[2] sous forme d'engagement à livrer du combustible ultérieurement.

Comme le montant du règlement correspondait à un recouvrement des dépenses en immobilisations engagées pour préparer la centrale de Coleson Cove afin de recevoir et brûler de l'Orimulsion(MD), il a été attribué comme suit :

- un montant de 29 millions de dollars a été porté en réduction du coût du système de livraison du combustible qui avait précédemment été radié;
- un montant de 304 millions de dollars a été porté en réduction de la valeur comptable nette restante de la centrale de Coleson Cove.

Le Groupe constatera les avantages du règlement au moyen d'une réduction des taux d'intérêt et de l'amortissement en raison de la diminution du niveau d'endettement[3] et d'une diminution de la valeur comptable nette de la centrale de Coleson Cove, respectivement. Le règlement a entraîné une baisse de 3 millions de dollars des intérêts débiteurs et une diminution de 9 millions de dollars de l'amortissement en 2007 et 2008.

Tel que l'a approuvé la CESP, l'avantage net tiré du règlement de la poursuite contre PDVSA est neutralisé par un report réglementaire qui sera transmis aux clients en versements étalés sur 17 ans (se reporter à la note 3).

L'incidence financière du règlement de la poursuite contre PDVSA sur le bénéfice net de 2007 et de 2008 se présente comme suit :

Gain lié à l'évaluation à la valeur de marché de la créance à long terme		93 $
Baisse des produits en raison de la diminution de l'augmentation des tarifs		(30)
Diminution de la charge d'amortissement		9
Diminution des intérêts débiteurs		3
Ajustement au titre du report réglementaire	**(105)**	
Diminution du report réglementaire (étalement de l'avantage versé aux clients)	**30**	(75)
Recouvrement unique des coûts radiés antérieurement (inclus dans les produits divers)		29
Incidence nette du règlement sur le bénéfice avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices		29
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices		(10)
Incidence nette du règlement sur le bénéfice net		19 $

[1] Un montant de 29 millions de dollars a été porté en réduction des coûts de conversion de la centrale de Coleson Cove qui avaient précédemment été radiés et un montant de 86 millions de dollars a été porté au crédit des actifs de la centrale de Coleson Cove.
[2] Fondé sur les cours à terme et les dates de livraison prévues au moment du règlement.
[3] Une diminution immédiate du niveau d'endettement attribuable à la tranche en espèces du règlement tandis que la tranche en nature du règlement entraînera une diminution du niveau d'endettement étalée sur la période de livraison du combustible.

8. AMORTISSEMENT ET DECLASSEMENT

	2008	2007
Amortissement	**197$**	202$
Déclassement	**19**	18
Amortissement et déclassement	**216$**	220$

9. IMPÔTS

	2008	2007
Impôts fonciers	**21$**	21$
Impôts sur les services publics et les emprises	**17**	17
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur le capital provinciaux	**5**	11
Impôts	**43$**	49$

10. FRAIS DE FINANCEMENT

	2008	2007
Intérêts débiteurs	**193$**	198 $
Moins les revenus tirés des fonds en fiducie et des autres placements	**(16)**	(14)
	177	184
Frais de gestion du portefeuille de la dette	**21**	20
(Gains) pertes de change réalisé(e)s	**5**	(2)
	203	202
Moins les intérêts capitalisés	**(28)**	(22)
Frais de financement	**175$**	180 $

Les intérêts versés au cours de l'exercice sont de 203 millions de dollars, comparativement à 204 millions de dollars en 2007. Les intérêts perçus sur les placements au cours de l'exercice se chiffrent à 16 millions de dollars, comparativement à 13 millions de dollars en 2007.

11. PAIEMENTS SPÉCIAUX TENANT LIEU D'IMPOTS SUR LES BÉNÉFICES

	2008	2007
Bénéfice avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**138$**	29 $
(Bénéfice) perte non assujettie(e) à des paiements tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**3**	(3)
Bénéfice assujetti à des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**141**	26
Taux d'imposition	**34.4 %**	35.12 %
	49	9
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur le capital fédéraux	**-**	(1)
Total des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**49 $**	8 $

Les impôts versés au cours de l'exercice se sont élevés à 34 millions de dollars, comparativement à 53 millions de dollars en 2007.

Paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices – autres éléments du résultat étendu

	2008	2007
Other comprehensive income before special payments in lieu of income taxes	**76 $**	- $
Income tax rate	**34.47 %**	35.12 %
Total special payments in lieu of income taxes	**26 $**	- $

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices sont calculés séparément pour chacune des entreprises

12. CAPITAL-ACTIONS

Le groupe Énergie NB a une action ordinaire avec droit de vote de catégorie A à valeur nominale, émise au ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick et en circulation.

Le groupe Énergie NB a 1 006 actions ordinaires sans droit de vote de catégorie B, émises à la Corporation financière et en circulation, dont la valeur attribuée s'élève à 140 millions de dollars.

Le groupe Énergie NB, avec l'approbation de la Corporation financière, est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions de catégories A et B sans valeur nominale.

Dividendes

Le détenteur des actions de catégorie B, la Corporation financière, a le droit de recevoir des dividendes lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration du groupe Énergie NB. Le pourcentage désigné des dividendes déclarés peut varier au gré de l'actionnaire et selon la situation financière du Groupe. Le détenteur des actions de catégorie A ne peut recevoir de dividendes tant que des actions de catégorie B demeurent en circulation.

Les dividendes sont déclarés et payés séparément pour chacune des entreprises.

13. TRESORERIE ET PLACEMENTS A COURT TERME

	2008	2007
Trésorerie	**-$**	6 $
Placements à court terme	**-**	24
Trésorerie et placements à court terme	**-$**	30 $

14. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	2008			2007		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Centrales électriques	**4,364$**	**2,567$**	**1,797$**	4,545$	2,441$	2,104$
Réseau de transport	**355**	**155**	**200**	293	149	144
Postes et sous-stations	**478**	**265**	**213**	471	252	219
Réseau de distribution	**780**	**375**	**405**	759	355	404
Bâtiments et propriétés	**59**	**35**	**24**	59	34	25
Système de communication et systèmes informatiques	**116**	**83**	**33**	106	71	35
Matériel minier	**52**	**52**	**-**	52	52	-
Véhicules	**55**	**36**	**19**	50	35	15
Actifs divers	**18**	**12**	**6**	17	11	6
Construction en cours	**605**	**-**	**605**	453	-	453
Total	**6,882$**	**3,580$**	**3,302$**	6,805$	3,400$	3,405$

La construction en cours comprend les coûts liés à la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau qui s'élevaient à 486 millions de dollars au 31 mars 2008 (346 millions de dollars au 31 mars 2007).

15. FONDS AU TITRE DU DECLASSEMENT DES INSTALLATIONS NUCLEAIRES ET DE LA GESTION DU COMBUSTIBLE IRRADIE

Le groupe Énergie NB a constitué un fonds distinct au titre du déclassement des installations détenu dans un compte de dépôt afin de satisfaire aux conditions des permis d'exploitation de la centrale de Point Lepreau établies par la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

Le Groupe a constitué un fonds distinct au titre du combustible nucléaire irradié détenu dans un compte de dépôt afin de satisfaire aux conditions des permis d'exploitation de la centrale de Point Lepreau établies par la Commission canadienne de sûreté nucléaire. Les exigences relatives au fonds sont réexaminées au moment de chaque renouvellement du permis d'exploitation (se reporter au point 1 ci dessous).

Le Groupe a également constitué un fonds en fiducie conformément à la Loi sur les déchets de combustible nucléaire (se reporter au point 2 ci dessous). Cette Loi oblige les principaux propriétaires de combustible nucléaire irradié au Canada à constituer un fonds en fiducie pour financer la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. En juin 2007, le gouvernement du Canada a annoncé sa décision d'accepter le plan de stockage à long terme proposé par la Société de gestion des déchets nucléaires. Les exigences relatives au fonds, établies en fonction du plan adopté, ne sont pas finalisées pour le moment. D'ici à ce qu'elles soient finalisées, la Loi oblige le Groupe à verser 4 millions de dollars chaque année. Le fonds constitué afin de satisfaire aux conditions des permis d'exploitation de la centrale servira également à satisfaire aux exigences de la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire*.

	2008	2007
Fonds au titre du déclassement des installations nucléaires		
Fonds distinct au titre du déclassement des installations	**137**	117
	137	117
Fonds au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié		
1. Fonds distinct au titre du combustible nucléaire irradié	**232**	86
2. Fonds en fiducie au titre du combustible nucléaire irradié	**45**	38
	277	124
Total des fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible irradié	**414$**	241$

16. AUTRES PLACEMENTS

Le Groupe a conclu un accord de 15 ans avec un tiers pour qu'il construise et exploite une installation de séparation de cendres à la centrale Belledune afin de transformer les cendres volantes produites à l'installation. L'investissement de 6 millions de dollars (6 millions de dollars en 2007) représente la quote part du coût de l'installation exigée du Groupe. Conformément à cet accord, le Groupe percevra des redevances sur la vente des cendres transformées sur la durée de l'accord. L'investissement est amorti selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de l'accord.

17. REPORTS REGLEMENTAIRES

	2008	2007
Augmentation du passif au titre du report réglementaire - règlement de la poursuite contre PDVSA	**(75)$**	- $
Augmentation de l'actif au titre du report réglementaire - remise à neuf de la centrale de Point Lepreau	**2**	-
Incidence sur les résultats	**(73)$**	-$

18. ACTIF INCORPOREL

Au cours de l'exercice, le Groupe a fait l'acquisition d'une centrale hydroélectrique. L'acquisition comprenait un terrain, un barrage, de l'équipement et la cession d'un droit prévu par la loi pour produire de l'électricité sur la rivière Nepisiguit. La juste valeur de marché estimative de la cession des droits était de 22 millions de dollars et est amortie sur la durée de vie restante de la centrale.

19. PRESTATIONS DE RETRAITE REPORTÉES

Les salariés du groupe Énergie NB, à l'exception des employés de NB Coal, souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la province du Nouveau-Brunswick qui est décrit à la note 4 i). L'actif et le passif du Régime de pension de retraite dans les services publics sont calculés au 31 mars 2008 tandis que l'actif et le passif du régime de NB Coal sont calculés au 31 décembre 2007. La plus récente évaluation actuarielle effectuée aux fins de la capitalisation du Régime de pension de retraite dans les services publics est datée du 1er avril 2005. La prochaine évaluation actuarielle doit être terminée au 1er avril 2008.

Les principales hypothèses établies par la direction sont les suivantes :

- taux d'actualisation utilisé pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées de 5,25 %, comparativement à 5,25 % en 2007;
- taux de rendement à long terme prévu de l'actif du régime de 6,25 %, comparativement à 6,25 % en 2007;
- augmentations salariales de 2,5 %, comparativement à 2,5 % en 2007.

Les coûts constatés pour l'exercice sont les suivants :

	2008	2007
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**22$**	21$
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations constituées	**63**	60
Gain réel sur l'actif du régime	**(2)**	(79)
Écart entre le rendement prévu et le rendement réel de l'actif du régime	**(62)**	19
Pertes actuarielles sur l'obligation au titre des prestations constituées	**11**	11
Écart entre la perte actuarielle constatée pour l'exercice et la perte actuarielle sur l'obligation au titre des prestations constituées pour l'exercice	**(2)**	(1)
Amortissement de l'actif transitoire	**(3)**	(3)
Coûts constatés	**27$**	28$

Les actifs et obligations découlant du Régime de pension de retraite dans les services publics et du régime complémentaire de retraite de NB Coal attribuables à la quote-part du Groupe de ces régimes se résument comme suit au 31 mars 2008 :

	2008	2007
Actif de la caisse de retraite, à la juste valeur	**1,035$**	1,038$
Obligation au titre des prestations constituées	**1,251**	1,187
Déficit des régimes de retraite	**(216)**	(149)
Actif transitoire non amorti	**(27)**	(30)
Pertes non amorties	**310**	246
Prestations de retraite reportées	**67$**	67$

Conformément aux règlements, les salariés ont versé une cotisation de 11 millions de dollars en 2008, comparativement à 10 millions de dollars en 2007, tandis que le Groupe a versé une cotisation de 26 millions de dollars aux régimes au cours de l'exercice, comparativement à 24 millions de dollars en 2007. En raison de l'excédent de l'ensemble des cotisations sur la charge de retraite, le groupe Énergie NB a constaté des frais reportés qui s'élèvent à 67 millions de dollars, comparativement à 67 millions de dollars en 2007.

20. DETTE À COURT TERME

Le groupe Énergie NB emprunte, à des fins temporaires, des fonds auprès de la Corporation financière. Au 31 mars 2008, la dette à court terme envers la Corporation financière était de 273 millions de dollars, comparativement à néant en 2007.

21. DETTE À LONG TERME

Le Groupe emprunte des fonds auprès de la Corporation financière pour financer ses obligations à long terme. Les emprunts à long terme à la fin de l'exercice se résument comme suit :

	2008	2007
Débentures détenues par la Corporation financière	**3,173$**	3,214$
Autre	**1**	-
	3,174	3,214
Moins : tranche à court terme	**(283)**	(345)
Dette à long terme	**2,891$**	2,869$

Échéances

Les dates d'échéance des débentures se situent entre 2008 et 2034. Les conditions des débentures sont telles que le Groupe doit faire des remboursements annuels de capital de 1 % du montant initial de chaque débenture à la date d'anniversaire de son échéance. Ces remboursements seront faits jusqu'à la date d'échéance réelle des débentures, date à laquelle le solde du capital restant sera remboursé.

Taux d'intérêt

Les débentures portent intérêt à des taux fixes variant de 4,36 % à 10 %. Au 31 mars 2008, le taux d'intérêt nominal moyen pondéré de toutes les débentures en cours était de 5,80 %, comparativement à 6,02 % en 2007.

Frais de gestion du portefeuille de la dette

Le Groupe paie à la Corporation financière des frais annuels de gestion du portefeuille de la dette se chiffrant à 0,6489 % du total de la dette à long terme et de la dette à court terme, dont l'évaluation a lieu en début d'exercice.

Remboursements de capital

Les remboursements de capital sur la dette à long terme viennent à échéance comme suit :

Year Ending	Principal Repayment
31 mars 2009	283$
31 mars 2010	405
31 mars 2011	87
31 mars 2012	533
31 mars 2013	459
31 mars 2014 et par la suite	1,407
	2,891$

22. DÉCLASSEMENT DES CENTRALES ET GESTION DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE IRRADIÉ

Le groupe Énergie NB devra déclasser ses centrales thermiques à la fin de leur durée de vie utile.

La centrale nucléaire du Groupe produit du combustible nucléaire irradié sous forme de grappes de combustible nucléaire irradié. Le combustible nucléaire irradié devra être stocké, et la centrale nucléaire devra être démantelée et déclassée à la fin de sa durée de vie utile.

Le passif au titre du déclassement des centrales et de la gestion du combustible nucléaire irradié s'établit comme suit :

	2008	2007
Déclassement des centrales thermiques		
Solde au début	**48**	43
Plus :passifs engagés, incluant les révisions aux flux de trésorerie	**4**	3
Plus :charge de désactualisation	**2**	3
Moins :dépenses	**-**	(1)
Solde à la fin	**54**	48
Nuclear Decommissioning		
Déclassement de la centrale nucléaire	**77**	72
Plus :charge de désactualisation	**5**	5
Solde à la fin	**82**	77
Gestion du combustible nucléaire irradié		
Solde au début	**192$**	146$
Plus :passifs engagés, incluant les révisions aux flux de trésorerie	**9**	37
Plus :charge de désactualisation	**11**	10
Moins :dépenses	**(1)**	**(1)**
Solde à la fin	**211**	192
Total du passif au titre du déclassement des centrales et de la gestion du combustible irradié	**347$**	317$

Passif au titre du déclassement des centrales thermiques

Le passif au titre du déclassement des centrales thermiques représente les coûts à engager pour déclasser les centrales thermiques après leur durée de vie utile. Le passif, qui n'est pas capitalisé, repose sur les hypothèses clés suivantes :

- le montant total non actualisé des flux de trésorerie estimatifs requis pour régler le passif est de 123 millions de dollars (en dollars de 2008), comparativement à 118 millions de dollars en 2007. Cette augmentation est attribuable à l'indexation et à la variation du passif;
- pour s'acquitter de l'obligation liée au déclassement des centrales thermiques, le Groupe devra engager des dépenses en espèces jusqu'en 2035;
- les taux d'intérêt sans risque ajustés en fonction de la qualité de crédit qui ont servi à actualiser les flux de trésorerie estimatifs sont de 7,1 % pour la constatation initiale du passif et de 5,3 % à 6,3 % pour la constatation ultérieure du passif additionnel;
- un taux d'inflation de 2,0 % a été utilisé pour déterminer le montant de l'obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation.

Passif au titre du déclassement de la centrale nucléaire

Le passif au titre du déclassement de la centrale nucléaire représente les coûts à engager pour déclasser la centrale nucléaire après sa durée de vie utile. Il y a lieu de se reporter à la note 15 pour obtenir des renseignements sur la capitalisation de ce passif.

Le passif repose sur les hypothèses clés suivantes :

- le montant total non actualisé des flux de trésorerie estimatifs requis pour régler le passif est de 689 millions de dollars (en dollars de 2008), comparativement à 675 millions de dollars en 2007. Cette augmentation est attribuable à l'indexation;
- pour s'acquitter de l'obligation liée au déclassement de la centrale nucléaire, le Groupe devra engager des dépenses en espèces jusqu'en 2076;
- les taux d'intérêt sans risque ajustés en fonction de la qualité de crédit qui ont servi à actualiser les flux de trésorerie estimatifs sont de 7,1 % pour la constatation initiale du passif et de 5,9 % pour la constatation ultérieure du passif additionnel;
- un taux d'inflation de 2,0 % a été utilisé pour déterminer le montant de l'obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation.

Passif au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié

Le passif au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié représente les coûts à engager pour la gestion des grappes de combustible nucléaire irradié générées par la centrale nucléaire. Il y a lieu de se reporter à la note 15 pour obtenir des renseignements sur la capitalisation de ce passif. Le passif repose sur les hypothèses clés suivantes :

- le montant total non actualisé des flux de trésorerie estimatifs requis pour régler le passif est de 751 millions de dollars (en dollars de 2008), comparativement à 697 millions de dollars en 2007. Cette augmentation est attribuable à l'indexation et à la variation du passif;
- pour s'acquitter de l'obligation liée à la gestion du combustible nucléaire irradié, le Groupe devra engager des dépenses en espèces jusqu'en 2174;
- les taux d'intérêt sans risque ajustés en fonction de la qualité de crédit qui ont servi à actualiser les flux de trésorerie estimatifs sont de 7,1 % pour la constatation initiale du passif et de 5,9 % et 5,2 % pour la constatation ultérieure du passif additionnel;
- un taux d'inflation variant entre 1,8 % et 3,6 % a été utilisé pour déterminer le montant de l'obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation.

23. PASSIFS REPORTES – AUTRES

	2008	2007
Régimes de retraite anticipée	**48$**	51$
Régime d'allocations de retraite	**20**	16
Autres avantages sociaux futurs à payer	**4**	3
Remise en état de NB Coal	**2**	2
Obligation environnementale des terres de NB Coal	**9**	9
	83	81
Moins : montants échéant à moins de un an	**(5)**	(6)
Passifs reportés - autres	**78$**	75$

Passif au titre des prestations de retraite anticipée

Comme en fait mention la note 4 k), le groupe Énergie NB a un régime de retraite anticipée. La dernière évaluation actuarielle visant à estimer le passif à ce titre date du 1er avril 2005.

Le taux d'actualisation utilisé pour calculer le passif au titre des prestations de retraite anticipée est de 5,25 %, comparativement à 5,25 % en 2007.

Le tableau suivant présente les coûts constatés pour l'exercice :

	2008	2007
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**-$**	1$
Intérêt sur le passif au titre des prestations de retraite anticipée	**3**	3
Coûts constatés pour l'exercice	**3$**	4$

Le tableau suivant présente l'obligation du Groupe au 31 mars 2008 :

	2008	2007
Obligation au titre des prestations constituées	**53$**	54$
Pertes non amorties	**(6)**	(6)
Règlement forfaitaire exigible	**1**	3
Passif au titre des prestations de retraite anticipée	**48$**	51$

Le montant cumulatif des charges engagées en excédent des sommes versées dans le cadre du régime de retraite anticipée est comptabilisé à titre de passif reporté.

Passif au titre des allocations de retraite

Comme en fait mention la note 4 j), le Groupe a un régime d'allocations de retraite. La dernière évaluation actuarielle visant à estimer le passif à ce titre date du 1er avril 2005.

Voici certaines des principales hypothèses établies par la direction :

- un taux d'actualisation utilisé pour déterminer le passif au titre des allocations de retraite de 5,25 %, comparativement à 5,25 % en 2007;
- des augmentations salariales de 2,5 %, comparativement à 2,5 % en 2007.

Le tableau suivant présente les coûts constatés pour l'exercice :

	2008	2007
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**2$**	2$
Intérêt sur le passif au titre des allocations de retraite	**4**	3
Coûts constatés pour l'exercice	**6$**	5$

Le tableau suivant présente l'obligation du Groupe au 31 mars 2008 :

	2008	2007
Obligation au titre des prestations constituées	**38$**	35$
Pertes non amorties	**(18)**	(19)
Passif au titre des allocations de retraite	**20$**	16$

Le montant cumulatif des charges engagées en excédent des sommes versées dans le cadre du régime d'allocations de retraite est comptabilisé à titre de passif reporté.

Obligation environnementale de NB Coal

Le Groupe et sa filiale, NB Coal, ont un plan à long terme visant à traiter l'écoulement des eaux acides provenant d'une mine inactive. NB Coal a constaté une obligation environnementale correspondant à la valeur nette actualisée des coûts futurs prévus selon un taux d'actualisation de 7,75 %.

	2008	2007
Solde au début	**9$**	9$
Plus : charge de désactualisation	**1**	1
Moins : dépenses	**(1)**	(1)
Solde à la fin	**9$**	9$

Le montant total non actualisé des flux de trésorerie estimatifs requis pour régler le passif est de 11 millions de dollars (en dollars de 2002).

24. MONTANTS IMPUTES OU CREDITES À L'EXPLOITATION MAIS N'ENTRAINANT PAS DE SORTIES DE FONDS AU COURS DE L'EXERCICE

	2008	2007
Amortissement et déclassement	**216$**	220$
Charges liées au programme de retraite moins la capitalisation connexe	**3**	4
Charge de retraite moins la capitalisation connexe	**-**	3
Passifs engagés au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié	**4**	1
Paiements futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**4**	(11)
	227$	217$

25. Operations Entre Apparentes

Les apparentés du groupe Énergie NB comprennent la Corporation financière et l'Exploitant du réseau.

Produits et charges

Les éléments suivants des produits et des charges liés aux apparentés sont inclus dans les résultats financiers de l'exercice terminé le 31 mars 2008 :

	Corporation financière		Exploitant du réseau	
	2008	2007	**2008**	2007
Produits				
Produits liés au transport	**-$**	-$	**87$**	84$
Produits divers	**-**	-	**5**	5
Charges				
Frais de transport d'énergie	**-**	-	**85**	84
Autres	**-**	-	**-**	2
Intérêts débiteurs	**193**	198	**-**	-
Frais de gestion du portefeuille de la dette	**21**	20	**-**	-
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur le capital provinciaux	**5**	11	**-**	-
Special payments in lieu of income taxes*	**49**	20	**-**	-

* À l'exception des paiements futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices.

Débiteurs et créditeurs

Les soldes à recevoir et à payer liés aux apparentés suivants existaient au 31 mars 2008 :

	Corporation financière		Exploitant du réseau	
	2008	2007	**2008**	2007
Débiteurs	**9$**	-$	**10$**	9$
Créditeurs	**27**	4	**6**	10
Intérêts courus à payer	**45**	54	**-**	-

Les montants présentés au titre des débiteurs et des créditeurs pour les apparentés sont assujettis aux modalités de paiement usuelles applicables aux parties non apparentées.

Dividendes

Pendant l'exercice, le Groupe a déclaré des dividendes de 11 millions de dollars, comparativement à 10 millions de dollars en 2007, payables à la Corporation financière.

Dettes et garanties

Au 31 mars 2008, le Groupe avait une dette à payer à la Corporation financière (notes 20 et 21). La Corporation financière a donné certaines garanties pour le Groupe à des tiers créanciers importants relativement aux ententes bancaires, aux créditeurs et aux obligations liées aux instruments financiers dérivés.

Paiements à la province du Nouveau-Brunswick

Au cours de l'exercice, le Groupe a payé à la province du Nouveau Brunswick des impôts fonciers ainsi que des impôts sur les services publics et les emprises totalisant 38 millions de dollars, comparativement à 38 millions de dollars en 2007.

26. Instruments Financiers

Juste valeur des dérivés

À moins d'indication contraire, la juste valeur des dérivés a été estimée au moyen des cours du marché ou d'évaluations fournies par des contreparties relativement aux instruments ou à des instruments semblables à la date du bilan. La juste valeur des actifs et des passifs dérivés se présente comme suit :

	Taux d'intérêt	Change	Mazout lourd	Gaz naturel	Électricité	Fret	Total
Tranche à court terme des actifs dérivés	-	-	21	19	9	10	59
Tranche à long terme des actifs dérivés	-	1	-	1	2	3	7
Tranche à court terme des passifs dérivés	(8)	(16)	-	-	-	-	(24)
Tranche à long terme des passifs dérivés	(6)	-	-	-	-	-	(6)

Contrats d'achat à terme

En vertu des contrats d'achat à terme, le Groupe échange des paiements mensuels selon un calcul fondé sur l'écart entre un prix fixe et le prix variable mensuel cumulatif s'appliquant à un indice lié au change, au combustible, au fret ou à l'électricité. L'écart est reflété dans le bénéfice net.

Contrats de change

Le Groupe conclut des contrats d'achat à terme portant sur l'échange de dollars canadiens en dollars américains pour couvrir le risque de change lié à ses achats prévus en dollars américains. Au 31 mars 2008, le Groupe détenait des contrats de change échéant au cours des 17 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	2008	2007
Engagements d'achat nets (en millions $ US)	**588$**	493$
Taux de change moyen pondéré ($ CA/$ US)	**1.0600**	1.1309
Juste valeur de l'actif (du passif) (en millions)	**(17)$**	7$

Contrats de mazout lourd

Le Groupe conclut des swaps sur le mazout lourd afin de couvrir le risque prévu lié aux fluctuations du coût du mazout lourd. Au 31 mars 2008, le Groupe détenait des contrats de mazout lourd qui viennent à échéance au cours des 14 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	2008	2007
Notionnel net (en millions de barils)	**1.0**	4.9
Moyenne pondérée du prix fixe/baril (en $ US)*	**23.57$**	51.48$
Juste valeur de l'actif (du passif) (en millions)	**51$**	(18)$

* Le cours à terme en vigueur pour 2007 2008 est faussé en raison du volume de ventes élevé inclus dans la position nette sur contrats à terme. La position nette sur contrats à terme comprend l'achat d'environ 4,2 millions de barils à un prix moyen de 54 $ le baril et la vente d'environ 3,2 millions de barils à un prix moyen de 64 $ le baril.

Contrats de gaz naturel

Le Groupe conclut des swaps sur le gaz naturel afin de couvrir le risque prévu lié aux contrats d'achat d'énergie reposant principalement sur les prix du gaz naturel. Au 31 mars 2008, le Groupe détenait des contrats de gaz naturel qui viennent à échéance au cours des 18 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	2008	2007
Notionnel (en millions de BTU)	**12.9**	12.9
Moyenne pondérée du prix fixe/BTU (en $ US)	**10.32$**	11.74$
Juste valeur de l'actif (du passif) (en millions)	**20$**	(17)$

Contrats de fret

Le Groupe conclut des contrats pour couvrir le prix de l'indice en fonction duquel est établie une tranche du fret de combustible. Au 31 mars 2008, le Groupe détenait des contrats de fret à terme qui viennent à échéance au cours des 18 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	2008	2007
Notionnel (en tonnes métriques)	**1,213**	995
Moyenne pondérée du prix fixe (valeur de l'indice)	**5,674$**	3,467$
Juste valeur de l'actif (en millions)	**13$**	7$

Contrats d'électricité

Le Groupe conclut régulièrement des swaps sur l'électricité pour couvrir le risque prévu associé aux variations des prix de l'électricité pour les ventes à l'exportation et les achats d'énergie à l'extérieur de la province.

Au 31 mars 2008, le Groupe détenait des contrats de vente d'électricité qui viennent à échéance au cours des 45 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	2008	2007
Notionnel net (en millions de MWh)	**0.4**	0.8
Moyenne pondérée du prix fixe/MWh (en $ US)	**71.00$**	70.55$
Juste valeur de l'actif (du passif) (en millions)	**(3)$**	(0.3)$

Au 31 mars 2008, le Groupe détenait des contrats d'achat d'électricité qui viennent à échéance au cours des 18 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	2008	2007
Notionnel net (en millions de MWh)	**1.0**	-
Moyenne pondérée du prix fixe/MWh (en $ US)	**67.84$**	- $
Juste valeur de l'actif (en millions)	**11$**	-$

Contrats de taux d'intérêt

Le Groupe conclut à l'occasion des contrats pour couvrir le risque de taux d'intérêt associé aux emprunts futurs prévus. En vertu des contrats de taux d'intérêt, le Groupe échange des paiements mensuels selon un calcul fondé sur l'écart entre un prix fixe et le prix variable mensuel cumulatif s'appliquant au taux d'intérêt connexe. L'écart devant faire l'objet d'un versement ou d'un encaissement est reporté et reflété sur la durée de vie de la dette couverte comme un ajustement des frais financiers.

Au 31 mars 2008, le Groupe détenait des couvertures de taux d'intérêt en cours qui viennent à échéance au cours des 24 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	2008	2007
Notionnel (en millions)	**560$**	360$
Juste valeur (en millions)	**(14)$**	(6)$

Dette à long terme

	2008	2007
Valeur comptable (en millions)	**3,174$**	3,214$
Juste valeur (en millions)	**3,389$**	3,469$

Fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible irradié

	2008	2007
Coût (en millions)	**382$**	241$
Juste valeur (en millions)	**414$**	267$

Créance à long terme

	2008	2007
Valeur comptable (en millions)	**218$**	-$
Juste valeur (en millions)	**307$**	-$

Juste valeur des autres actifs et passifs financiers

La juste valeur des autres actifs et passifs financiers ne diffère pas de manière importante de leur valeur comptable.

Risque de crédit

Le risque de crédit découle de la possibilité qu'une contrepartie manque à ses obligations. Le Groupe effectue des évaluations exhaustives des débiteurs avant d'octroyer du crédit et surveille activement la santé financière de ses débiteurs de façon régulière. Le risque de crédit maximal est réputé correspondre à la somme des débiteurs, déduction faite des provisions applicables, et du total des gains non réalisés sur les autres instruments financiers exposés au risque de crédit. Déduction faite des provisions applicables, les débiteurs se chiffrent à 284 millions de dollars, comparativement à 227 millions de dollars en 2007. Le total des gains non réalisés sur les autres instruments financiers exposés au risque de crédit s'élève à 65 millions de dollars, comparativement à 14 millions de dollars en 2007.

27. ENGAGEMENTS, EVENTUALITÉS ET GARANTIES

Quai de Belledune

Le Groupe a conclu un contrat de location-exploitation visant l'utilisation des installations portuaires à Belledune. Le contrat, qui prendra fin en 2013, prévoit une option de renouvellement de 20 ans et des charges annuelles d'environ 5 millions de dollars.

Centrale de Courtenay Bay

Le Groupe a conclu un bail visant la location d'installations qui échoit en 2021 et qui est assorti d'une option de prorogation de cinq ans. Le locataire a rééquipé une tranche existante de 100 MW pour la transformer en une tranche au gaz naturel à cycle combiné de 230 MW, dont l'exploitation commerciale a commencé en septembre 2001.

Le Groupe a également conclu un contrat d'achat d'énergie et d'accès au transport d'énergie connexe qui prend fin en 2021 et qui est assorti d'une option de prorogation de cinq ans avec le même tiers. Le Groupe achètera toute l'énergie électrique produite par la tranche au gaz naturel à cycle combiné de 280 MW au cours de la période hivernale, du 1er novembre au 31 mars et, à l'occasion, une partie ou la totalité de l'énergie électrique produite au cours de la période estivale.

Le Groupe a également conclu un contrat échéant en 2015 portant sur le transport garanti du gaz naturel vers la centrale rééquipée de Courtenay Bay. Le coût du transport sera recouvré auprès du locataire de la centrale dont le nom figure dans le contrat de location.

Contrats d'achat d'énergie

Le Groupe a conclu certains autres contrats d'achat d'énergie avec des tiers :

- un contrat d'achat d'énergie de 20 ans qui échoit en 2024 et qui lui permet d'acheter toute la capacité et l'énergie électrique produites par une installation de coproduction de 90 MW dont la production a commencé en décembre 2004;
- un contrat d'achat d'énergie qui échoit en 2027 portant sur une capacité et une énergie de 38,5 MW provenant d'une installation de coproduction;
- l'achat de la capacité et d'approximativement 500 GWh d'énergie pour la période allant de décembre 2008 à mars 2009;
- un contrat de 25 ans débutant en 2008 pour acheter toute l'énergie électrique d'un parc d'éoliennes de 96 MW qui sera construit par des tiers;
- deux contrats de 20 ans qui débuteront en 2009 pour acheter toute l'énergie électrique de deux parcs d'éoliennes de 48 MW et de 51 MW qui seront construits par des tiers;
- deux contrats de 25 ans qui débuteront en 2009 pour acheter toute l'énergie électrique de deux parcs d'éoliennes de 49,5 MW et de 64,5 MW qui seront construits par des tiers.

Entente d'approvisionnement en combustible

Le 3 août 2007, Holding Énergie NB a réglé une poursuite intentée contre Petroleos de Venezuela, S.A. (« PDVSA ») et d'autres sociétés. Ce règlement prévoyait une tranche en espèces de 115 millions de dollars et une tranche en nature, soit un engagement à livrer une quantité donnée de combustible. La tranche en nature devrait être réalisée d'ici mars 2010. Cette nouvelle entente d'approvisionnement en combustible avec PDVSA remplace une entente d'approvisionnement en combustible conclue antérieurement avec Bitor America Corporation.

Projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau

Le Groupe remettra à neuf la centrale de Point Lepreau en remplaçant des composants essentiels du réacteur et en mettant à niveau d'autres systèmes clés de la centrale. On prévoit que ce projet prolongera la durée de vie de l'installation jusqu'en 2034.

Le coût total de la construction prévu au budget, excluant les coûts des combustibles et de l'achat d'énergie, est d'environ 1 milliard de dollars.

La centrale a été fermée le 28 mars 2008 pour permettre les travaux de remise à neuf et de retubage. La fin du projet et le redémarrage de la centrale sont prévus pour l'automne 2009. Au 31 mars 2008, les dépenses engagées s'élevaient à 541 millions de dollars (55 millions de dollars capitalisés et 486 millions de dollars pour la construction en cours).

Projet d'amélioration de turbines de la centrale de Point Lepreau

Le Groupe procède actuellement au remplacement de trois rotors de turbine à basse pression. Le budget alloué au projet est d'environ 65 millions de dollars. Le projet devrait être terminé avant la fin de la période d'interruption des activités de la centrale de Point Lepreau. Au 31 mars 2008, les dépenses engagées s'élevaient à 21 millions de dollars.

Ligne de transport d'énergie

La centrale a signé des conventions d'engagement avec trois fournisseurs d'électricité pour l'équivalent de réservations fermes de transport à long terme d'une durée de 25 ans.

Réservations concernant le transport d'énergie

Aux fins de la livraison d'électricité aux marchés à l'extérieur de la province, le Groupe a conclu des ententes de réservations à long terme concernant le transport d'énergie auprès de l'Exploitant du réseau.

Contrats de services accessoires

Le groupe Énergie NB a conclu deux contrats de services accessoires avec l'Exploitant du réseau. Le soutien de la tension, la commande automatique de la production, le fonctionnement en suivi de charge, la réserve de fonctionnement et la capacité de redémarrage à froid constituent les services fournis. À l'heure actuelle, l'obligation du Groupe est de fournir 90 % des services accessoires sur la durée d'utilisation des biens patrimoniaux.

28. INFORMATION SECTORIELLE

Le Groupe est structuré et exploité en vertu de cinq unités d'exploitation isolables.

Production Énergie NB
Production Énergie NB est responsable de l'exploitation et de l'entretien des centrales hydroélectriques ainsi que des centrales alimentées au mazout, au charbon et au diesel.

Énergie nucléaire NB
Énergie nucléaire NB est responsable de l'exploitation et de l'entretien de la centrale de Point Lepreau.

Transport Énergie NB
Transport Énergie NB est responsable de l'exploitation et de l'entretien du réseau de transport.

Distribution Énergie NB
Distribution Énergie NB est responsable de l'exploitation et de l'entretien du réseau de distribution. Distribution Énergie NB est désignée comme fournisseur de services en vertu d'un contrat type pour la province du Nouveau Brunswick et est tenue de fournir des services en vertu d'un contrat type à la clientèle résidentielle, commerciale, de commerce en gros et industrielle située partout dans la province.

Holding Énergie NB (non consolidé)
Holding Énergie NB fournit une orientation, des directives et du soutien stratégiques aux autres unités d'exploitation à l'égard des communications, des finances, des ressources humaines, des questions juridiques et de gouvernance ainsi que de la gestion des risques. Holding Énergie NB fournit également des services partagés sur une base de recouvrement des coûts.

Contrats intersociétés importants
Le Groupe a conclu un certain nombre de contrats intersociétés importants :

Contrat d'achat d'énergie – Distribution Énergie NB et Énergie nucléaire NB
Distribution Énergie NB et Énergie nucléaire NB ont conclu un contrat d'achat d'énergie en vertu duquel Distribution Énergie NB achète 95 % de la capacité de 635 MW de la centrale de Point Lepreau et l'électricité produite. Le contrat arrivera à échéance 25 ans après la remise en service de la centrale au terme de sa remise à neuf, et des options de renouvellement à l'avantage de Distribution Énergie NB seront en vigueur par la suite tous les ans.

Contrat d'achat d'énergie – Distribution Énergie NB et Coleson Cove
Distribution Énergie NB et Coleson Cove ont conclu un contrat de prise ferme de 25 ans en vertu duquel Distribution Énergie NB achète la capacité et des services connexes afin de convertir le combustible en électricité. Ce contrat exige que la totalité de l'énergie produite à la centrale de Coleson Cove soit vendue à Distribution Énergie NB. Ce contrat arrivera à échéance en mars 2030.

Contrat d'achat d'énergie – Distribution Énergie NB et Production Énergie NB
Distribution Énergie NB et Production Énergie NB ont conclu un contrat d'achat d'énergie à long terme en vertu duquel Production Énergie NB fournit de la capacité et de l'énergie à Distribution Énergie NB. Le contrat sera en vigueur jusqu'à ce que tous les biens patrimoniaux de Production Énergie NB, y compris les contrats d'achat d'énergie auprès d'un tiers, soient mis hors service ou arrivent à échéance, ou jusqu'à ce que Distribution Énergie NB réduise sa capacité convenue aux termes du contrat à néant. Au 31 mars 2008, l'obligation visait une capacité de base de 2 425 MW et une capacité de pointe de 1 258 MW.

Aux termes du contrat, Distribution Énergie NB vend toute la capacité et toute l'énergie qu'elle reçoit en vertu du contrat d'achat d'énergie conclu entre Distribution Énergie NB et Coleson Cove, et Production Énergie NB achète cette capacité et cette énergie. Production Énergie NB est également responsable de fournir et de livrer du combustible pour le compte de Distribution Énergie NB à la centrale de Coleson Cove.

Apercu des données financières – 2008

	Production Energie NB	Énergie nucléaire NB	Transport Energie NB	Distribution Energie NB	Holding Energie NB (unconsolidated)	Éliminations	Total
Ventes d'énergie							
À l'intérieur de la province	(5)$	(2)$	-$	1,244$	-$	-$	1,237$
À l'extérieur de la province	184	12	-		-	-	196
Intersociétés	752	215	-	4	-	(971)	-
Transport	6	1	80	-	-	-	87
Produits divers	26	2	8	36	27	-	99
Autres – intersociétés	1	-	17	2	72	(92)	-
Gain lié à l'évaluation à la valeur de marché des actifs dérivés	93	-	-	-	-	-	93
Total des produits	1,057	228	105	1,286	99	(1,063)	1,712
Combustibles et achats d'énergie	582	21	-	950	-	(968)	585
Transport	30	2	-	62	-	(9)	85
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	123	147	41	104	61	(79)	397
Amortissement et déclassement	97	59	20	37	3	-	216
Impôts	16	7	8	11	1	-	43
Report réglementaire	-	-	-	73	-	-	73
Frais de financement	121	6	10	38	7	(7)	175
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	30	(4)	9	4	10	-	49
Total des charges	999	238	88	1,279	82	(1,063)	1,623
Bénéfice net (perte nette)	58$	(10)$	17$	7$	17$	-$	89$
Total de l'actif	2,119$	1,325$	397$	796$	626$	(577)$	4,686$
Dépenses en immobilisations (déduction faite des contributions des clients)	92$	242$	27$	45$	3$	-$	409$

Apercu des donnees financières - 2007

	Production Energie NB	Energie nucléaire NB	Transport Energie NB	Distribution Energie NB	Holding Energie NB (unconsolidated)	Eliminations	Total
Ventes d'énergie							
À l'intérieur de la province	(6)$	-$	-$	1.152$	-$	-$	1.146$
À l'extérieur de la province	205	10	-	-	-	-	215
Intersociétés	754	222	-	3	-	(979)	-
Produits divers	23	1	7	36	-	-	67
Transport	5	1	78	-	-	-	84
Autres - intersociétés	7	-	16	6	80	(109)	-
Total des produits	988	234	101	1.197	80	(1.088)	1.512
Combustible et achats d'énergie	555	14	-	967	-	(976)	560
Transport	30	2	-	62	-	(9)	85
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	120	147	41	107	59	(85)	389
Amortissement et déclassement	104	54	20	40	2	-	220
Impôts	20	8	8	13	-	-	49
Frais de financement	126	7	9	37	19	(18)	180
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	10	-	8	(10)	-	-	8
Total des charges	965	232	86	1.216	80	(1.083)	1.491
Bénéfice net (perte nette)	23$	2$	15$	(19)$	-$	$	21$
Total de l'actif	2.113$	1.048$	370$	726$	135$	(241)$	4.151$
Dépenses en immobilisations (déduction faite des contributions des clients)	38$	167$	48$	32$	2$	$	287$

29. CHIFFRES CORRESPONDANTS DE L'EXERCICE PRECEDENT

Certains chiffres correspondants de l'exercice précédent ont été reclassés afin de rendre leur présentation conforme à celle de l'exercice considéré.

État de la production (en millions de kWh)	2007-08	2006-07	2005-06	2004-05	2003-04
Hydroélectrique	**2,781**	3,124	3,802	2,829	3,191
Thermique	**7,262**	8,125	10,001	11,096	10,838
Nucléaire	**4,393**	4,696	4,695	4,572	5,120
Turbine à combustion	**1**	1	9	17	50
Achats	**3,909**	3,139	1,898	1,848	1,371
Total brut des achats et de la production	**18,327**	19,038	20,405	20,362	20,570
Service de la tranche	**794**	858	961	1,006	1,012
Total net des achats et de la production	**17,533**	18,180	19,444	19,356	19,558
Pertes - transformateur et transport	**645**	720	504	602	614[1]
Total de l'énergie disponible pour distribution	**16,907**	17,507	18,940	18,754	18,944

État des ventes (en millions de kWh)	2007-08	2006-07	2005-06	2004-05	2003-04
En gros	**1,207**	1,176	1,174	1,222	1,227
Industriel	**5,589**	5,976	5,577	6,039	6,170
Usage général	**2,369**	2,291	2,264	2,280	2,257
Résidentiel	**5,010**	4,824	4,797	4,990	4,920
Réverbères	**75**	75	75	75	74
Total des ventes provinciales	**14,250**	14,342	13,887	14,606	14,648
Interconnexions	**2,327**	2,815	4,682	3,813	3,922
Total des ventes	**16,577**	17,157	18,569	18,419	18,570
Pertes de distribution	**330**	350	371	335	374
Total de l'énergie distribuée et vendue	**16,907**	17,507	18,940	18,754	18,944

État des produits (en millions)	2007-08	2006-07	2005-06	2004-05	2003-04
En gros	**94$**	87$	82$	81$	80$
Industriel	**362**	350	310	319	306
Usage général	**248**	225	213	203	196
Résidentiel	**519**	470	436	427	409
Réverbères et énergie involontaire	**14**	14	15	19	18
Total des ventes provinciales de l'énergie	**1,237**	1,146	1,056	1,049	1,009
Interconnexions	**196**	215	379	251	246
Ventes d'énergie	**1,433**	1,361	1,435	1,300	1,255
Gain lié à l'évaluation de la valeur de marché de la créance à long terme	**93**	-	-	-	-
Divers[2]	**99**	67	73	57	55
Produits de transport[2]	**87**	84	77	46	1
Total des produits	**1,712$**	1,512$	1,585$	1,403$	1,311$

[1] Comprend un redressement de 95 GWh relié surtout aux années précédentes
[2] Certains chiffres comparatifs sont reclassés pour se conformer à la présentation de l'année actuelle

État de la production provinciale (en GWh)	2007-08	2006-07	2005-06	2004-05	2003-04
Hydroélectricité	**2,698**	2,891	3,313	2,713	3,173
Charbon et coke de pétrole	**3,189**	2,756	2,387	3,392	3,388
Mazout lourd	**2,466**	2,632	1,527	2,029	2,150
Orimulsion™	**-**	383	1,388	1,643	1,315
Nucléaire	**3,871**	4,142	4,146	4,031	4,345
Turbine à combustion	**-**	-	-	3	17
Achats	**2,938**	2,529	1,817	1,638	1,249
Total net des achats et de la production	**15,162**	15,333	14,578	15,449	15,637
Pertes - transformateur et transport	**626**	673	504	602	614
Total de l'énergie disponible pour distribution	**14,536**	14,660	14,074	14,847	15,023

Capacité et demande de pointe (MW)	2007-08	2006-07	2005-06	2004-05	2003-04
Capacité net de production du parc	**3,297**	3,297	3,297	3,948	3,770
Achats de capacité ferme	**402**	402	402	402	506
Total des ressources disponibles	**3,699**	3,699	3,699	4,350	4,276
Demande de pointe nette provinciale	**2,992**	3,160	2,799	3,146	3,340
Exportations fermes	**447**	356	355	399	366
Réserve d'exploitation	**508**	512	561	662	657
Total requis	**3,947**	4,028	3,715	4,207	4,363

Statistiques d'exploitation	2007-08	2006-07	2005-06	2004-05	2003-04
Lignes de transport - km	**6,801**	6,703	6,703	6,708	6,689
Lignes de distribution - km	**20,284**	20,030	20,045	19,982	19,803
Clients résidentiels	**306,383**	303,177	300,134	296,879	293,545
Clients industriels	**1,915**	1,920	1,843	1,822	1,810
Clients de l'usage général	**24,798**	24,665	24,426	24,179	24,024
Clients à consommation non mesurée	**2,417**	2,345	2,368	2,378	2,404
Clients directs	**335,513**	332,107	328,771	325,258	321,783
Clients indirects	**41,451**	41,100	41,889	41,672	41,656
Total des clients	**376,964**	373,207	370,660	366,930	363,439

Postes permanents	**2,474**	2,428	2,380	2,651	2,633
Postes temporaires	**159**	91	85	83	89
Postes à NB Coal Limited	**66**	69	69	70	70
Total des postes[2]	**2,699**	2,588	2,534	2,804	2,792

[1]Pour la période depuis la restructuration (1er octobre 2004), le tableau ne reflète que l'énergie fournie par le groupe d'Énergie NB et omet l'énergie achetée par l'Exploitant du réseau pour alimenter la charge provinciale.
[2]Nombre de postes au Plan d'établissement. Avant 2006-07, les Rapports annuels signalaient le nombre d'employés.

Ventes d'énergie provinciales	2007-08	2006-07	2005-06	2004-05	2003-04
Ventes d'énergie à l'extérieur de la province	**1,237$**	1,146$	1,056$	1,049$	1,009$
Produits divers[5]	**196**	215	379	251	246
Gain lié à l'évaluation à la valeur de marché de la créance à long terme	**99**	67	73	57	55
Produits de transport[5]	**93**	-	-	-	-
Total du combustible et des achats d'énergie	**87**	84	77	46	1
Charges de transport	**585**	560	512	497	467
Exploitation, entretien et administration	**85**	85	86	46	-
Report réglementaire	**397**	389	373	384	355
Amortissement et déclassement	**73**	-	-	-	-
Impôts, sauf les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**216**	220	217	219	213
Radiation du coût du système de manutention du combustible	**43**	49	47	41	33
Frais financiers	**-**	-	-	-	44
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**175**	180	199	202	217
Bénéfice net (perte nette)	**49**	8	55	5	-
Net earnings (loss)	**89$**	21$	96$	9$	(18)$

Résumé du bilan au 31 mars (en millions)	2007-08	2006-07	2005-06	2004-05	2003-04
Actif à court terme					
Terrains, bâtiments et matériel	**630$**	411$	384$	330$	287$
Actif à long terme	**3,302**	3,405	3,280	3,273	3,146
Autre actif	**646**	247	235	195	176
Actif total	**108**	88	70	76	120
Total assets	**4,686$**	4,151$	3,969$	3,874$	3,729$
Passif et capitaux propres					
Passif à court terme	**928$**	659$	762$	956$	817$
Dette à long terme	**2,891**	2,869	2,655	2,459	2,814
Passif reporté	**516**	392	332	323	293
Capitaux propres	**351**	231	220	136	(195)
Total du passif et des capitaux propres	**4,686$**	4,151$	3,969$	3,874$	3,729$

Résumé des flux de trésorerie (en millions)	2007-08	2006-07	2005-06	2004-05	2003-04
Flux de trésorerie en provenance de l'exploitation	**316$**	238$	319$	245$	256$
Évolution du fonds de roulement	**(80)**	13	(11)	(51)	29
Paiements aux fonds en fiducie nucléaires	**(141)**	(13)	(40)	(13)	(156)
Coût de la dette reportée	**(3)**	(10)	-	-	-
Actif dérivé	**(93)**	-	-	-	-
Report réglementaire	**73**	-	-	-	-
Autre	**(1)**	(3)	(5)	(1)	(8)
Activités d'exploitation	**71**	225	263	180	121
Activités de financement	**222**	71	(37)	158	321
Activités d'investissement	**(323)**	(287)	(209)	(341)	(497)
(Sorties) rentrées nettes	**(30)**	9	17	(3)	(55)
Encaisse et investissements à court terme					
Début de l'exercice	**30**	21	4	7	62
Fin de l'exercice	**-$**	30$	21$	4$	7$

[5]Certains chiffres comparatifs sont reclassés pour se conformer à la présentation de l'exercice courant

Frais financiers (en millions)	2007-08	2006-07	2005-06	2004-05	2003-04
Intérêts débiteurs	**193$**	198$	197$	223$	240$
Produits des fonds d'amortissement, des fonds en fiducie, etc.	**(16)**	(14)	(10)	(21)	(31)
Frais de gestion du portefeuille de la dette	**21**	20	20	21	20
Amortissement des coûts de la dette reportée	**1**	-	-	3	7
(Gains) ou pertes sur les transactions de change	**5**	(2)	2	(2)	(3)
Intérêts capitalisés	**(29)**	(22)	(10)	(22)	(16)
Frais financiers nets	**175$**	180$	199$	202$	217$

Ratios financiers	2007-08	2006-07	2005-06	2004-05	2003-04
Marge d'exploitation[4]	**17.1%**	12.5%	20.8%	13.9%	13.9%
Flux de trésorerie en provenance de l'exploitation / dépenses d'immobilisations[5]	**0.77**	0.79	1.53	0.72	0.52
Flux de trésorerie en provenance de l'exploitation / dette totale	**0.09**	0.07	0.10	0.08	0.08
Dette / capital[6]	**91%**	93%	93%	96%	106%
Ratio de couverture des intérêts[7]	**1.59**	1.03	1.74	0.97	0.88

Autres statistiques	2007-08	2006-07	2005-06	2004-05	2003-04
Augmentation des tarifs	**5.9%**	6.9%	6.1%[10]	2.5%[11]	2.6%
IPC (Nouveau-Brunswick)	**1.9%**	1.7%	2.4%	1.5%	3.4%
Augmentation du PIB (Nouveau-Brunswick)[12]	**2.4%**	3.0%	0.5%	1.4%	2.3%
Dépenses d'immobilisations (millions)[13]	**409$**	287$	209$	341$	497$
Évolution de la dette totale (millions)	**233$**	84$	(26)$	(204)$	321$
Pourcentage de la dette à long terme					
Dollar canadien	**100%**	100%	100%	100%	71%
Dollar US[14]	**0%**	0%	0%	0%	29%
Moyenne pondérée du taux d'intérêt à coupons	**5.8%**	6.0%	6.3%	6.7%	6.9%
Dollar canadien - 31 mars	**0.973$**	0.866$	0.857$	0.827$	0.763$

[4] Marge d'exploitation = (bénéfice net avant les frais financiers - frais de gestion du portefeuille de la dette) / total des produits
[5] Les dépenses d'immobilisations ne comprennent pas le produit de disposition et les contributions des clients
[6] Ratio de la dette = (dette) / (dette + capitaux propres), où dette =(dette à long terme + dette à court terme)
[7] Ratio de couverture des intérêts = (bénéfice net avant les frais financiers + (produits des fonds d'amortissement, des fonds en fiducie et des autres investissements - frais de gestion du portefeuille de la dette)) / (intérêts débiteurs)
[10] Reflète une augmentation globale des tarifs de 2,5 % en avril 2004 (avant la restructuration) et une augmentation globale des tarifs de 3,0 % en mars 2005 (après la restructuration)
[11] Augmentation des tarifs le 1er avril 2004 (ne comprend pas l'augmentation de 3 % le 31 mars 2005)
[12] Dans les documents budgétaires de 2008, le gouvernement provincial a reformulé les taux de croissance du PIB des années précédentes
[13] Les dépenses d'immobilisations ne comprennent pas le produit de disposition et les contributions des clients
[14] Toute la dette en espèces américaines a été transférée à la Corporation financière de l'électricité du Nouveau Brunswick le 1er octobre 2004

Primary Shores School

Conseil d'administration

Francis McGuire, Président du conseil d'administration
M. McGuire est le président-directeur général de Major Drilling Group International Inc. Il est l'ancien vice-président, Commercialisation et Développement commercial de MITI Information Technology Inc. M. McGuire est aussi membre du conseil consultatif de Growth Works pour le Nouveau-Brunswick, ainsi qu'associé du Wallace McCain Institute for Business Leadership à l'Université du Nouveau-Brunswick.

Lise Bastarache
Mme Bastarache siège sur les conseils d'administration du Groupe Jean Coutu (PJC) Inc., de la Banque Laurentienne et de Chartwell REIT, toutes des sociétés cotées en bourse. Elle siège aussi sur le Conseil des gouverneurs de l'Université de Moncton et préside son comité des finances.

Normand Caissie
M. Caissie est le propriétaire et PDG de l'Imperial Manufacturing Group, fabricants de produits chimiques, métalliques et plastiques. Il est responsable de la direction financière et stratégique de neuf entreprises indépendantes ayant des installations au Canada et aux États-Unis. M. Caissie est aussi actif dans le secteur de l'immobilier commercial dans des endroits stratégiques au Canada.

David D. Hay, PDG
M. Hay est PDG du groupe d'Énergie NB. Il a été directeur général de Delgatie Inc., v-p principal et directeur à Merrill Lynch Canada Inc. et directeur général à la Division des services bancaires d'investissement de Merrill Lynch & Co. à Londres.

Patrice Merrin Best
Mme Merrin Best, l'ancienne PDG de Luscar Ltd., est administratrice de l'Alberta Energy Research Institute. De 1999 à 2003, elle a été vice-présidente exécutive et DE de la Sherritt International Corporation. Elle a été membre du Groupe consultatif national sur les sciences et technologies relatives à l'énergie durable de Ressources naturelles Canada en 2005-2006.

Eloi Duguay
M. Duguay est ingénieur civil. Il est ancien président et co-propriétaire d'Imperial Signs d'Edmundston et ancien administrateur de la ville d'Edmundston. Il a été administrateur du groupe d'Énergie NB d'octobre 2004 à décembre 2005 et il est ancien ministre adjoint d'Entreprises Nouveau-Brunswick. M. Duguay a été membre de nombreux regroupements d'ingénieurs. Il a été président du Conseil économique du Nouveau-Brunswick de 1998 à 1999 et président de l'Association des ingénieurs du Nouveau-Brunswick.

Norman M. Betts
M. Betts est professeur agrégé dans la faculté d'administration des affaires de l'Université du Nouveau-Brunswick. Il est administrateur de plusieurs sociétés cotées en bourse, dont Starfield Resources Inc., Tanzanian Royalty Exploration, Tembec Inc., Rftica Inc., Adex Mining Inc. et Chairman Capital Inc. Il est aussi coprésident du conseil de fiducie du régime de pensions des employés enseignants de l'UNB et administrateur de Conservation de la Nature Canada pour la région de l'Atlantique.

Edward Barrett
M. Barrett est le co-PDG de la Barrett Corporation et le président de Barrett Xplore. Il a déjà été PDG du Barrett Marketing Group et PDG d'Atlantic Rentals Ltd.

Graham Brown
M. Brown est PDG de Carillion Canada Inc. Il a déjà été DE d'Ontario Power Generation, membre du conseil de National Power au R.-U., ainsi que DE et PDG intérimaire de la même entreprise. Il a détenu des postes de gestion dans plusieurs entreprises pétrolières et il a été un des conseillers principaux de la première ministre Margaret Thatcher.

Bernard Cyr
M. Cyr est propriétaire de Cyr Holdings (Château Moncton – Best Western – divers restaurants et terrains commerciaux). Il est aussi franchiseur du groupe Dooly's et administrateur de la Banque Nationale du Canada et de la Fondation de l'Hôpital Docteur Georges-L. Dumont.

Shirley Mears
Mme Mears est la v-p, Finances d'Edgewater Computer Systems, Inc. et administratrice et présidente du comité de vérification de Starfield Resources Inc. Elle est l'ancienne v-p principale et DF de la Société de portefeuille Hydro Ottawa Inc., v-p et trésorière de Zarlink Semiconductor Inc. et de Mitel Corporation, ainsi que v-p de Ressources humaines Canada et de la fiscalité.

Jean-Marc Violette
M. Violette est un agriculteur et un gestionnaire de lots boisés. Il a été actif dans le secteur agricole et a siégé au Bureau d'examen de l'endettement agricole et à l'Office de prêts au développement agricole.

Fraser Walsh
M. Walsh est un ancien conseiller d'entreprise chez George Weston Ltd. Il a été président chez Heritage Salmon Limited, v-p principal,Aquaculture, chez Connor Bros. Limited en plus d'occuper plusieurs autres postes de gestion chez Connors Bros. Limited. Il siège au conseil de l'Agence de promotion économique du Canada atlantique.

Notes :
Derek Burney était président du conseil d'administration jusqu'au 30 juin 2007.
Norm Betts a été président du conseil d'administration de juillet au 9 septembre 2007.
Francis McGuire a été nommé président du conseil d'administration le 10 septembre 2007.

Cadres supérieurs

David D. Hay, président-directeur général, groupe Énergie NB

Darrell Bishop, vice-président, Corporation de production Énergie NB

Andrew Cormier, vice-président, Services partagés, Holding Énergie NB et Président, NB Coal

Michael Gorman, vice-président, Services juridiques, groupe Énergie NB

Sharon MacFarlane, vice-présidente, Finances, groupe Énergie NB

Darren Murphy, vice-président, Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB

Wayne Snowdon, vice-président, Corporation de transport Énergie NB

Paul Thériault, vice-président, Ressources humaines, Corporation de portefeuille Énergie NB

Gaëtan Thomas, vice-président, Corporation d'énergie nucléaire Énergie NB

Gouvernance

Les entreprises du groupe Énergie NB partagent les mêmes président du conseil, président-directeur général et administrateurs. Le conseil d'administration est responsable de diriger les agissements de toutes les corporations, en conformité avec la ***Loi sur les corporations commerciales*** et la ***Loi sur l'électricité***.

Le groupe Énergie NB possède un comité mixte de vérification pour la corporation de portefeuille et toutes les entreprises d'exploitation. Chaque corporation a aussi un comité sur l'environnement, la santé et sécurité, ainsi qu'un comité sur les ressources humaines, la gouvernance et les candidatures. En plus de ces comités, la Corporation d'énergie nucléaire Énergie NB possède un comité de surveillance nucléaire.

Comités de vérification

Les comités de vérification ont le mandat d'aider les conseils à respecter leurs responsabilités en ce qui concerne les rapports financiers, le contrôle interne et la gestion des risques. Le Comité traite directement avec les vérificateurs internes et externes.

Membres des comités de vérification : Shirley Mears (présidente), Lise Bastarache, Edward Barrett, Norman Betts et le président du conseil d'administration.

Comités d'environnement et de santé et sécurité

Les comités d'environnement et de santé et sécurité servent à aider le conseil à établir et à maintenir des politiques appropriées pour guider les entreprises dans la poursuite de leurs objectifs pour rencontrer ou dépasser leurs obligations environnementales.

Membres des comités d'environnement et de santé et sécurité : Bernard Cyr (président), Patrice Merrin Best, Normand Caissie et le président du conseil d'administration

Comités sur les ressources humaines, la gouvernance et les candidatures

Les comités sur les ressources humaines, la gouvernance et les candidatures ont trois mandats :

1. Les ressources humaines

Les comités doivent aider les conseils à établir et à maintenir des politiques appropriées pour guider les entreprises à atteindre les résultats voulus dans la gestion des ressources humaines.

2. Gouvernance

Les comités doivent aider les conseils à établir et à maintenir un réseau de gouvernance d'entreprise efficace.

3. Candidatures

Les comités doivent aider les conseils à maintenir un compte complet d'administrateurs avec les caractéristiques personnelles, l'expérience et les compétences requises pour fournir un bon mélange de compétences dans les comités et faciliter la diversité des opinions et la bonne gouvernance des corporations.

Membres des comités sur les ressources humaines, la gouvernance et les candidatures : Lise Bastarache (présidente), Norman Betts et le président du conseil d'administration.

Comité de surveillance nucléaire

Le comité de surveillance nucléaire est responsable d'évaluer la performance nucléaire d'Énergie nucléaire NB, surtout dans le cas des enjeux de sécurité et d'exploitation, le suivi de tout processus de remise à neuf et les risques du nucléaire.

Membres du comité de surveillance nucléaire : Graham Brown (président), Norman Betts, Fraser Walsh, Jean-Marc Violette et le président du conseil d'administration.

Capacité

La puissance maximale qu'une tranche de production, une centrale ou un autre appareil électrique peut fournir, normalement exprimée en mégawatts.

Cendres volantes

Les particules fines de cendres en suspension dans les gaz résultant de la combustion de combustible. Les cendres volantes sont éliminées des gaz par des précipitateurs électrostatiques avant l'émission des gaz par la cheminée de la centrale.

Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESP)

Un organisme administratif responsable de la réglementation économique des entreprises de service public de la province. La CESP réglemente les aspects suivants des activités de Distribution Énergie NB :

- Les tarifs, frais et droits applicables aux services
- Les appels de propositions pour la fourniture d'électricité
- Tout montant exigible des clients de transport ou de l'usage en gros qui réduit ou qui annule leurs achats en vertu d'ententes de service normalisé (frais de départ)

La CESP réglemente le tarif d'accès au réseau de transport de Transport Énergie NB.

Corporation financière du Nouveau-Brunswick (Corporation financière)

Une corporation de la Couronne qui facilite la conversion de la dette d'Énergie NB à des niveaux convenables dans les filiales et qui assume et réduit le reste de la dette d'Énergie NB.

Dioxyde de carbone (CO_2)

Un gaz incolore, inodore et non toxique qui fait partie normale de l'air ambiant. Le dioxyde de carbone est aussi un produit de la combustion des combustibles fossiles. C'est un gaz à effet de serre qui capte le rayonnement terrestre (exemple : infrarouge) et contribue à la possibilité de réchauffement de la terre.

Dioxyde de soufre (SO_2)

Un gaz incolore de la famille des oxydes de soufre (SOx). Il est formé à partir du soufre dans les matières premières (charbon, mazout, minerais métalliques) utilisées pendant la combustion et le raffinage. Les unités de désulfuration des gaz de combustion enlèvent le SO2 du gaz avant son émission par la cheminée d'une centrale.

Énergie

La quantité de puissance produite par une centrale pendant une période de temps, mesurée en mégawatteures (MWh).

Ententes d'achat d'électricité

Les contrats entre deux parties visant la fourniture d'électricité.

Etats financiers combinés

Les états financiers combinés réunissent les comptes de Holding Énergie NB, Production Énergie NB, Énergie nucléaire NB, Transport Énergie NB et Distribution Énergie NB. Les états financiers sont combinés parce que les entreprises ont une direction commune. Ils ne sont pas consolidés parce que le droit et la capacité d'obtenir les avantages économiques futurs des entreprises n'appartiennent pas à Holding Énergie NB.

Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (Exploitant du réseau)

Une corporation de la Couronne indépendante sans but lucratif qui dirige les activités du marché de l'électricité, garantit la fiabilité et la suffisance à long terme du réseau électrique et administre le tarif d'accès au réseau de transport.

Facteur de capacité net

La production réelle acheminée au réseau (MW) divisée par la production maximale idéelle possible acheminée au réseau (MW).

Indice de la durée moyenne des pannes du réseau (SAIDI)

La durée totale moyenne des pannes du réseau au cours de l'année.

Indice de la fréquence moyenne des pannes du réseau (SAIFI)

Le nombre moyen de pannes touchant chaque client du réseau de distribution au cours de l'année.

Fournisseur du service normalisé

Le fournisseur qui doit fournir assez de capacité et d'énergie pour répondre à la demande des clients qui ne sont pas desservis par un fournisseur concurrentiel. Distribution Énergie NB est le fournisseur du service normalisé désigné au Nouveau-Brunswick.

Gigawattheure (GWh)

Un million de kilowattheures.

Kilowattheure (kWh)

L'unité de base de l'énergie électrique, égale à un kilowatt de puissance fourni à ou retiré d'un circuit électrique à un rythme égale pendant une heure.

Mégawatt (MW)

Unité de puissance électrique pour mesurer la capacité de production d'une centrale ou la demande maximale d'un consommateur.

Mégawattheure (MWh)

Mille kilowattheures.

Norme d'inclusion des ressources renouvelables

La stipulation qu'un certain pourcentage de l'électricité vendue dans un marché concurrentiel soit produit à partir de sources renouvelables.

Orimulsion[MD]

Une émulsion d'environ 70 % de bitume (un mazout épais) et 30 % d'eau. Le bitume vient du bassin du Nord de la rivière Orénoque en Venezuela.

Oxydes d'azote (NO_x)

Des gaz formés d'un atome d'azote et d'un nombre variable d'atomes d'oxygène. Les oxydes d'azote sont produits, par exemple, par la combustion de combustibles fossiles dans des véhicules et des centrales. Dans l'atmosphère, les oxydes d'azote peuvent contribuer à la formation d'ozone photochimique (smog) et réduire la visibilité.

Tarif d'accès au réseau de transport

Établit un accès non discriminatoire au réseau de transport pour les producteurs et les clients à l'intérieur et à l'extérieur de la province et produit des revenus permettant à Transport Énergie NB d'exploiter et d'entretenir le réseau de transport, basé sur le coût de fourniture du service.

Pour obtenir d'autres exemplaires du rapport, ou un exemplaire en anglais, communiquez avec :

Corporation de portefeuille Énergie NB
Communication d'entreprise
C.P. 2010
Fredericton (N.-B.)
Canada E3B 5G4
Téléphone : (506) 458-4448
Fax : (506) 458-4249

Vous trouverez de plus amples renseignements sur le groupe d'entreprises d'Énergie NB à l'adresse : www.energienb.com